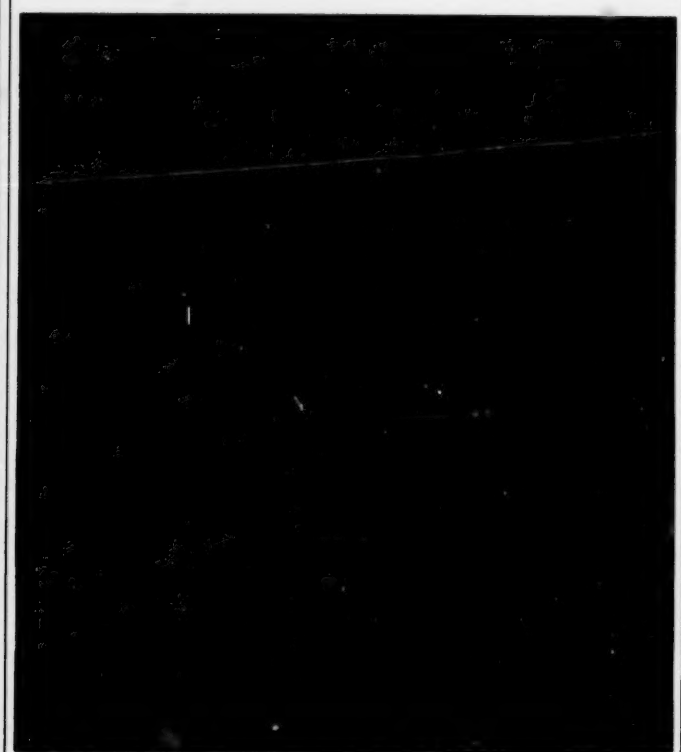
1·9·8·2 ANNUAL REPORT



The New Brunswick Electric Power Commission

Highlights

Revenue from record economy sales to interconnected utilities totalled $117.8 million.

Net income amounted to $25.5 million including a gain of $5.0 million from the sale of 10% ownership in Dalhousie Unit No. 2.

Agreement was reached with Hydro-Québec to proceed with a second major interconnection.

Hydro generation reached a new high, totalling over 3.2 billion kilowatt hours (kW.h).

Coal-fired generation established a new record, contributing 9.9% of in-province supply.

Construction was completed at the 630 000 kilowatt (kW) Point Lepreau nuclear plant.

The Commission received the first approval in Canada to export nuclear-generated power.

Contents

Chairman's Comments 5
Operations 5
Construction 7
Finance 8
Human Resources 11
Communications 11
Development 11
Statement of Generation and Sales 14
Corporate Information 15
Financial Statements 17
Interconnection Map 33

Cover:

The Commission's CANDU nuclear generating station at Point Lepreau, scheduled for commercial operation in late 1982, will supply approximately 20% of New Brunswick's electric energy in the 1980's.

June 24, 1982

To His Honour G. F. Stanley
Lieutenant Governor of
New Brunswick

May it please your Honour:

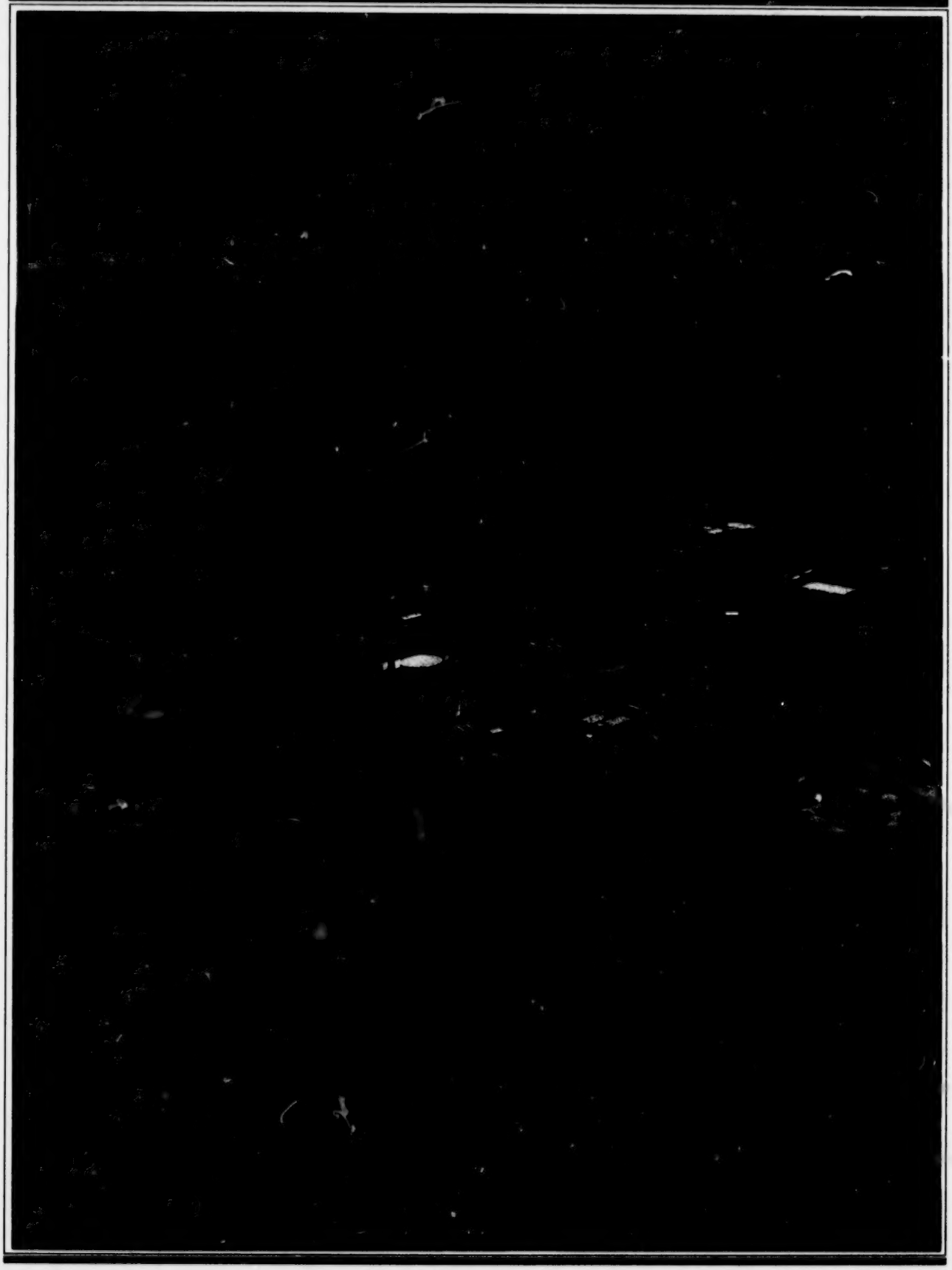
The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973, the following report for the twelve month period ended March 31, 1982.

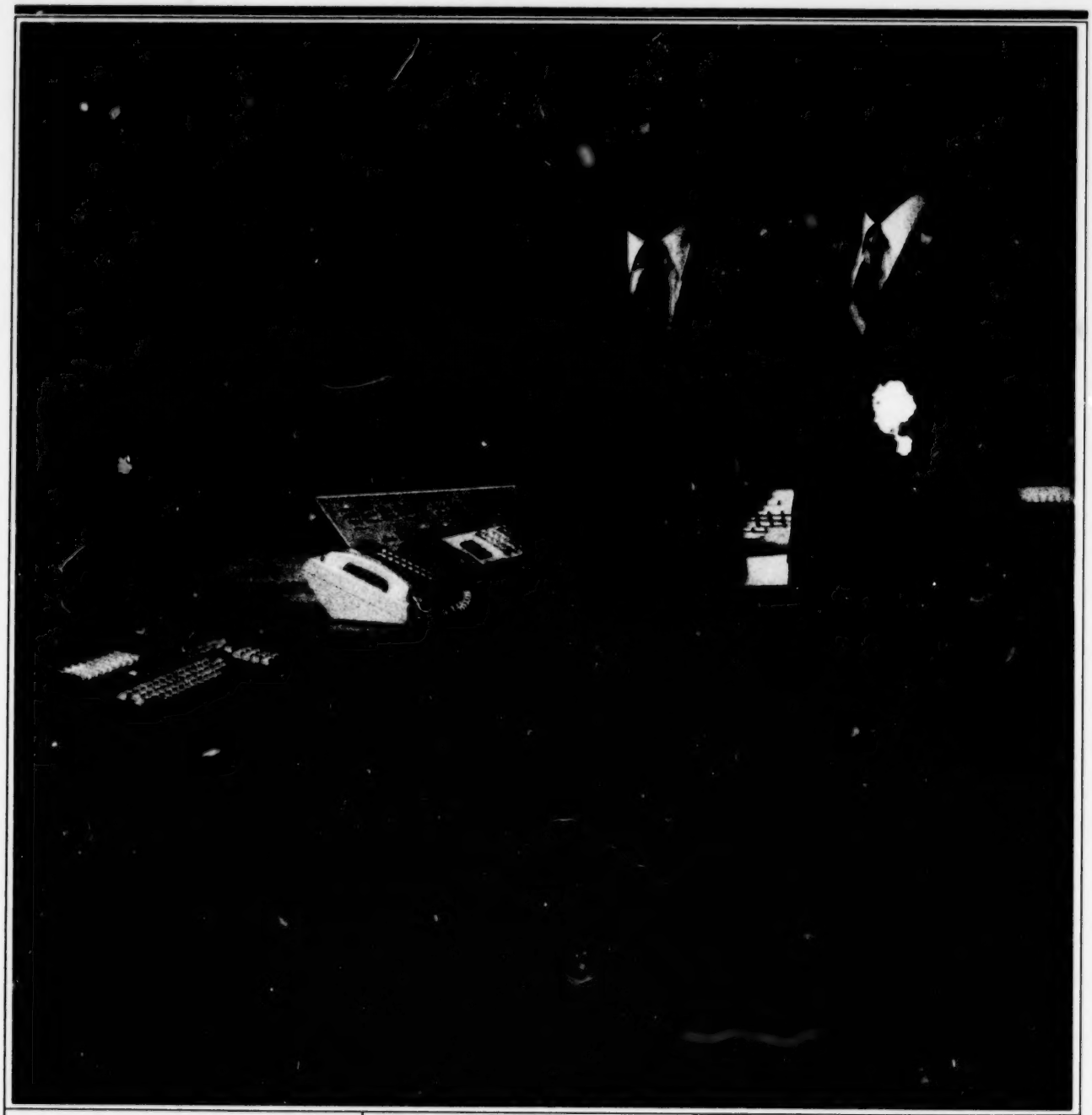
Respectfully submitted,

G.W.N. Cockburn, Q.C., Chairman
The New Brunswick
Electric Power Commission

Highlights

Contents





Commission Chairman G. W. N. Cockburn and General Manager A. J. O'Connor inspect a new telemetering system during a visit to the Energy Control Centre in Fredericton. The system enables operators to remotely control transmission terminals.

Chairman's Comments

Accelerated national and international interconnection activities, together with completion of construction, major commissioning progress and first loading of nuclear fuel at the Point Lepreau Generating Station highlighted the year.

Revenue for the year from operations increased by $56.6 million to $509.6 million due principally to favourable in-province and export sales, and a rate increase of 9.8% implemented in May, 1981. Net income for the year, including a gain on the sale of ownership interest in Dalhousie Unit No. 2, amounted to $25.5 million.

During 1982, the Commission adopted a new accounting policy to level out the effect of unpredictable annual fluctuations in earnings from economy sales to neighbouring utilities. In addition, because of anticipated fluctuations in the Commission's earnings pattern over the next few years, the establishment of a Rate Stabilization Reserve is under active consideration.

The Commission appeared before the National Energy Board (NEB) seeking a number of authorizations to export power to the United States including part of the output of the Point Lepreau nuclear plant. Subsequent to the year-end, the NEB approved all non-nuclear exports and in a precedent-setting ruling, approved export of 205 000 kW from the Point Lepreau Generating Station.

Since installation of the submarine cable interconnection with Prince Edward Island, the Commission has supplied nearly all of the province's electricity. In August, 1981, Maritime Electric (P.E.I.) Limited purchased a 10% ownership in the Commission's Dalhousie Unit No. 2. This partial ownership of a generating facility by a utility of a neighbouring province is a Canadian first.

Several major milestones preceded nuclear fuel loading in March of this year at Point Lepreau. In accordance with licensing requirements, all safety systems were fully commissioned and the required process systems tested. The Atomic Energy Control Board is expected to consider the application for an Operating Licence on July 19, 1982.*

The second of a three-phase study to evaluate the feasibility of converting the oil-fired Coleson Cove Generating Station to coal was completed during the year. The Commission also obtained agreement in principle from the provincial Department of the Environment on a strategy for reducing air emissions on a system-wide basis.

The completion of the Commission's "off oil" generation program announced in 1974, which included Mactaquac Units 5 and 6, Dalhousie Unit No. 2 and Point Lepreau, has added 1 030 000 kW of generating capacity with over eight million barrels of oil displacement capability. Agreement has been reached with Hydro-Québec to proceed with a second major interconnection which will provide a large new source of hydro power purchases for New Brunswick. These achievements have put the Commission on a very sound long-term footing and allow for a clear focus on the future.

The initiative, planning and dedication of the management team and staff of the provincially-owned utility has set the stage for New Brunswick to take full advantage of the several interesting opportunities that are now available. I commend their efforts on behalf of the people of the province.

G.W.N. Cockburn, Q.C., Chairman
The New Brunswick
Electric Power Commission

*The Atomic Energy Conrol Board granted the Operating Licence on July 20, 1982. First criticality was achieved on July 25, 1982.

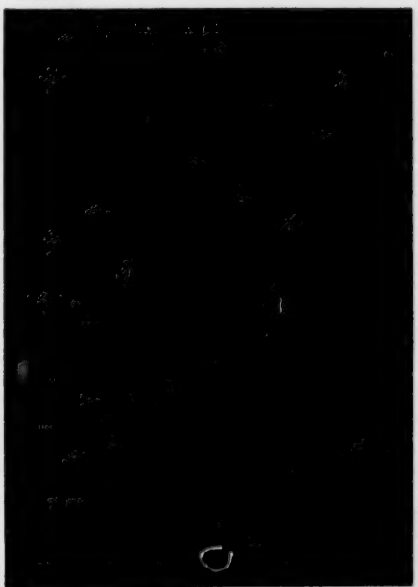
Operations

The demand for electricity by in-province customers increased during the year with the peak demand of 1 586 800 kW occurring on January 18, 1982. This represents a 6.5% increase from the previous high which was reached on December 22, 1980. The previous high system gross demand, which includes exports, of 2 315 300 kW experienced on December 15, 1980 was not exceeded in this period.

Generation of energy by the Commission's thermal and hydro units amounted to 5 036 372 000 kW.h and 3 246 152 500 kW.h respectively, representing a decrease of 12.8% for thermal and an increase of 15.8% for hydro. Energy production from hydro resources established an all-time record as the consequence of having six generators in service at Mactaquac combined with water flows that were significantly above average.

Purchases of energy increased by 1.0% for the year totalling 4 005 397 250 kW.h and establishing a new record volume for imported energy. Principal sources were Hydro-Québec, which supplied 95.3%, and Nova Scotia Power Corporation, which supplied 2.0% of the total purchases. These purchases were on an interruptible basis under Interconnection Agreements between the Commission and the respective utilities.

Sales



Manual loading of the first charge of nuclear fuel at Point Lepreau. During operation, fuelling will be performed automatically using CANDU's unique 'on-power' refuelling system.

Total generation and purchases of energy from all sources was 12 288 083 650 kW.h, a decrease of 2.0% from the previous year. This decrease was principally due to the reduction in entitlement from 400 000 to 133 000 kW in the Maine Electric Power Company's (MEPCO) Coleson Cove Unit Participation Agreement for the full fiscal year.

Sales of energy to interconnected utilities totalled 3 430 710 000 kW.h, a decrease of 9.4% from the previous year. The decrease reflects the revision in MEPCO entitlement from the Coleson Cove plant and the sale to Maritime Electric (P.E.I.) Limited of a 10% ownership in Dalhousie Unit No. 2.

Export sales of interruptible economy energy to Prince Edward Island and New England utilities exceeded all previous annual levels and contributed to the 47% increase in this class of export. These exceptional results were achieved when above average water flow conditions and continued large purchases of energy from Hydro-Québec made efficient generation sources available for such sales over and above the generation required to meet in-province loads.

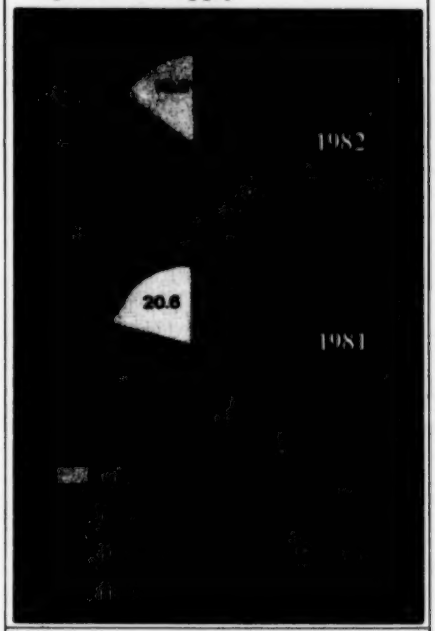
Improvements continued to be made during the year in the availability of key generating units, particularly coal-fired units. Actions taken to improve generating efficiency resulted in substantial upgrading of unit performance and fuel cost savings in the major thermal plants.

On October 27, 1981, a fire occurred at the Commission's Central Stores Warehouse in Marysville causing damage in excess of $6 million. The building and contents were fully insured.

At March 31, 1982, the Commission was serving 227 130 customers, an increase of 2 486 during the year. Average annual electrical consumption per residential customer was 10 265 kW.h compared with 10 077 kW.h the year before.

Sales to residential customers increased by 3.0% during the year, reflecting the conversion of nearly 3 000 housing units to electricity for heating under the Federal Government's Canada Oil Substitution Program. Total in-province sales were virtually identical to the previous year, the result of a depressed forest industry and a continuing emphasis on energy conservation.

In-province Supply



In-province energy was supplied from the following sources: purchases 37.7%, hydro generation 36.8%, oil-fired generation 15.6% and coal-fired generation 9.9%.

The Commission revised its Home Wiring Improvement Plan during the year to provide assistance to homeowners in upgrading or installing permanent electric space heating systems or in upgrading service entrances and wiring. Loans of up to $2,000 are available at competitive interest rates under the terms of the plan.

Construction

Construction of the Point Lepreau Generating Station was essentially complete by December, 1981. Commissioning activities continued at a very high level and by the end of the fiscal year virtually all systems had been accepted and turned over to the Nuclear Operations Group. Major milestones reached during the year included completion of the formal air pressure test of the Reactor Building in April, 1981, the loading of heavy water in the moderator system in December, 1981 and the loading of the first charge of fuel in March, 1982. Subsequently, permission was given by the Atomic Energy Control Board to load heavy water into the heat transport system and this was completed in April.

By March 31, 1982, the plant's electrical power, cooling and ventilation systems were operational, all nuclear systems had been tested using ordinary water and the fuel handling equipment had been commissioned.

Licensing activities associated with various phases of Point Lepreau start-up continued throughout the year with Nuclear Operations Group staff taking an expanding role in association with Atomic Energy of Canada Limited. Two major areas of endeavor constituted the bulk of the ongoing licensing work: documentation associated with commissioning, start-up and post-start-up activities and completion of the safety analysis and final safety report. Atomic Energy Control Board requirements resulted in substantial additional work in the safety analysis area.

A commissioning Quality Assurance Program (the first at any Canadian nuclear power project) was implemented during the year and is being used to provide commissioning completion assurances for licensing purposes.

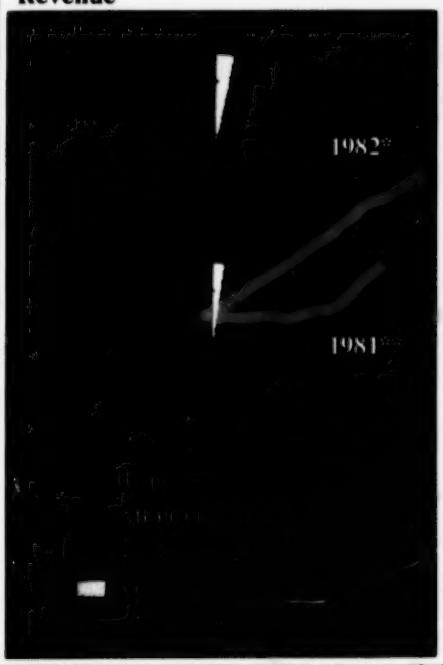
The Health Physics Department made considerable progress during the year in preparing for the operation of Point Lepreau. At year-end, the Environmental Laboratory and the station Health Physics Laboratory were fully equipped, staffed and operating to serve the needs of the station. The Pre-operational Environmental Radiation Monitoring Program was completed to provide five years of radiation background data; this data will identify to what extent, if any, future radiation levels found in the environment of Point Lepreau are due to operation of the station rather than natural sources.

During the year, new substations were built and existing substations upgraded at 20 locations throughout the province and a new 9.2 km 230 kV transmission line was completed and energized between Eel River Terminal Station and the New Brunswick International Paper Company mill in Dalhousie.

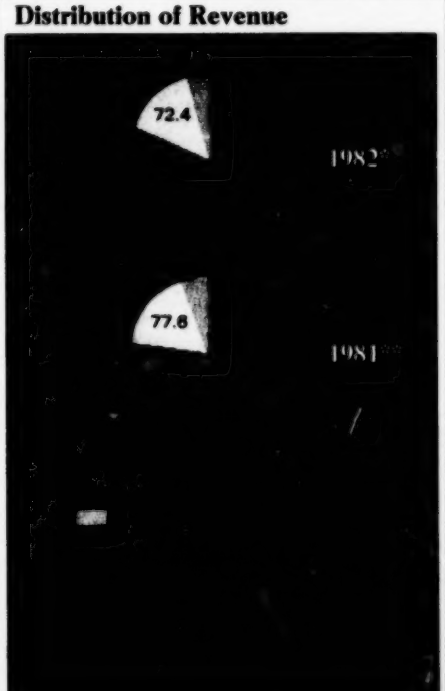
Finance

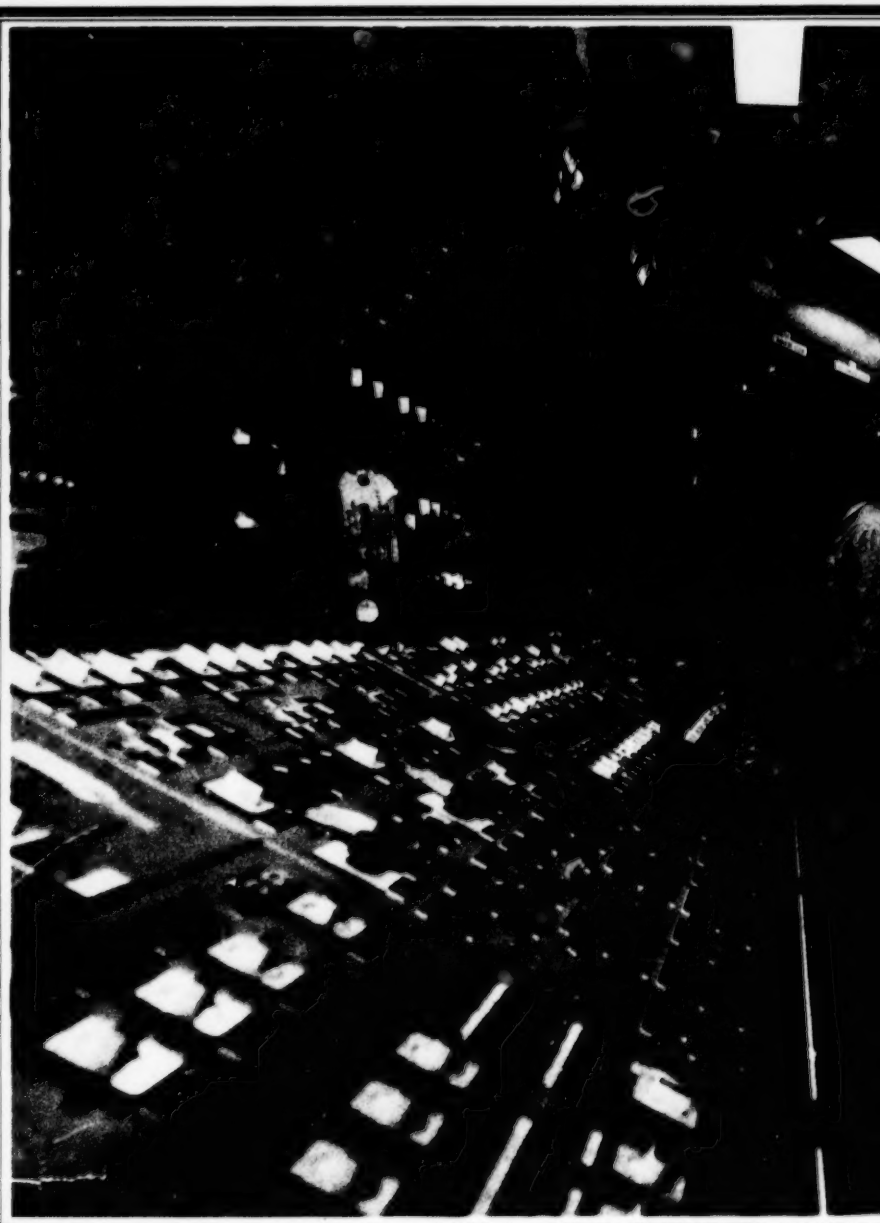
Revenue from operations amounted to $509.6 million, an increase of $56.6 million over the previous year. In-province revenue accounted for $37.4 million of the increase, while interconnection revenue contributed $19.2 million.

Revenue



Distribution of Revenue





The cost of fuel and purchased power increased by $27.8 million to $244.4 million. Operations, maintenance and general expenses increased $17.3 million to $100.4 million due to increased labour and material costs. Depreciation increased $1.5 million to $36.8 million while net interest expense decreased $5.2 million to $72.4 million. The decline in net interest expense was due largely to favourable short-term investment rates and increased sinking fund earnings.

River flows for the year were substantially above normal and an amount of $19.6 million, compared to $8.5 million for the previou year, was charged to operations and credite to the Water Equalization Reserve.

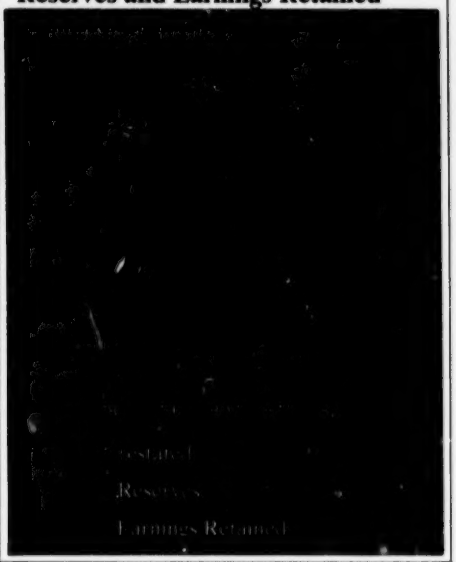
In recent years, the net benefits to Ne Brunswick customers from interruptible economy power sales to neighbouring uti ties have become increasingly difficult predict. As a result, the Commission ha adopted a new accounting policy involvin an Economy Sales Stabilization Accoun See Notes 1g, 2 and 7 of Notes to th Financial Statements. Under the new polic being applied retroactively, unanticipate increases or decreases in economy sale

Control Room at the Point Lepreau Generating Station.

are deferred and reflected in operating figures in equal installments over a three-year period. This new policy will enable the Commission to better reflect actual results of economy sales in setting rates to be charged for in-province service.

Net income for the year amounted to $25.5 million, $0.3 million lower than the previous year after restatement to reflect the accounting policy change noted above. The results for the current year reflect a gain of $5.0 million arising from the sale proceeds of $19.3 million from the sale of a 10% ownership interest in the 200 000 kW coal/oil-fired Dalhousie Unit No. 2 to Maritime Electric (P.E.I.) Limited of Prince Edward Island. Earnings Invested in the Business increased to $76.6 million after an appropriation of $13.0 million to the Water Equalization Reserve. The accumulated appropriations, amounting to $101.0 million, represent an amount calculated to be adequate, on the basis of present day fuel costs, to cover the cost of replacing hydro generation should the lowest water flow conditions on record for a consecutive three-year period recur.

Reserves and Earnings Retained



Total capital expenditures for the fiscal year were $185.7 million of which $158.3 million was applicable to the Point Lepreau Generating Station with the balance of $27.4 million being spent on other asset additions and modifications.

To provide funds for the continuing capital construction program, the following borrowings were completed: U.S. $100,000,000 ten-year 15% notes dated May 1, 1981, issued publicly in the United States; U.S. $60,000,000 seven-year 17% notes dated October 1, 1981, issued publicly in Europe; and U.S. $75,000,000 seven-year 16 1/4% notes dated March 1, 1982, issued publicly in Europe.

An agreement was negotiated with the Government of Canada which provides for the interest on the $350.0 million loan from Atomic Energy of Canada Limited to be proportionately reduced in relationship to the net output of the Point Lepreau Generating Station until the earlier of the in-service date or October, 1982. To March 31, 1982, $84.1 million has been forgiven.

The Commission increased its bank lines of credit for short-term borrowing by $10 million to $130 million. These lines of credit are maintained to allow greater flexibility for the Commission in managing its cash flow and financing its construction program. At March 31, 1982, actual short-term borrowings by the Commission totalled $1.6 million.

Point Lepreau Turbine Hall.

Above the Point Lepreau reactor core, a technician inspects one of the components of a safety system designed to shut down the nuclear reactor. Commissioning of all safety-related systems and equipment was completed during the year.

Human Resources

At March 31, 1982, the Commission had 2 617 regular and temporary employees, an increase of 2.2% over the previous year.

During the year, the Commission placed major emphasis on developing and training its human resources and extending more comprehensive personnel services to all employees. A new Clerical Certification Program was implemented and a series of training seminars for supervisors were conducted in various locations throughout the province. An Employee Assistance Program was developed by the Commission's Labour Management Committee which will be fully implemented during 1982. The voluntary program offers assistance and counselling to employees in the areas of financial management, and alcohol and drug dependency.

An Affirmative Action group was created in the reporting period so that emphasis could be placed more specifically on the matters of equal opportunity and human rights.

Staff training at Point Lepreau Generating Station continued as a top priority throughout the year, particularly in the areas of Shift Supervisor and Senior Operator licensing. Internal training staff were supplemented by external training specialists to provide basic and advanced systems training.

By year-end about 250 employees had received advanced training in radiation protection and more specialized and specific training had been given to senior operating staff. In all, this represents an investment of approximately 75 000 man-hours in the safe operation of the Point Lepreau Generating Station.

Communications

Several programs and forums enhanced communication between the Commission and its various publics during the year. Conventional information programs were adapted to meet changing needs and new communications opportunities were realized in response to the particular demands of legislative and regulatory bodies, special interest group and media publics.

While the Commission does not appear before a regulatory body for rate setting, its operations and results are reviewed annually in hearings held by the Standing Committee on Energy of the Provincial Legislature. Leading authorities have appeared before, and extensive media coverage has been given to, this public forum. Although the Energy Committee hearings require a considerable yearly investment in human and other resources, this process helps to ensure a high degree of public accountability.

Greater public access to information is integral to the increasingly more open regulatory process of recent years. Once again, the Commission responded to a number of requests for information under the province's Right to Information Act introduced on January 1, 1980. This Act complements and supplements the Public Information Policy of the Atomic Energy Control Board introduced in 1979. And, in response to its new information-access responsibilities, the Commission established a Reference Centre in its Head Office lobby during the year.

The Commission worked closely with the provincial Emergency Measures Organization with respect to the now completed Off-Site Emergency Plan for Point Lepreau. Public meetings were held in local communities, the demographic survey updated and a planning exercise conducted in October. An Emergency Response Guide was prepared and will be distributed to area residents in the early summer of 1982.

A special tour program and open house in early 1982 highlighted information activities at Point Lepreau. Some 25 000 visitors have toured the plant since construction began.

Special publication, advertising, display and bill insert programs were developed and used effectively during the year to inform the public about energy matters including the safe and efficient use of electricity. Excellent progress was made in the area of energy education. Demonstrations using electrical hazard simulators were well received by the school system and several energy-related curriculum supplement programs were initiated with educators.

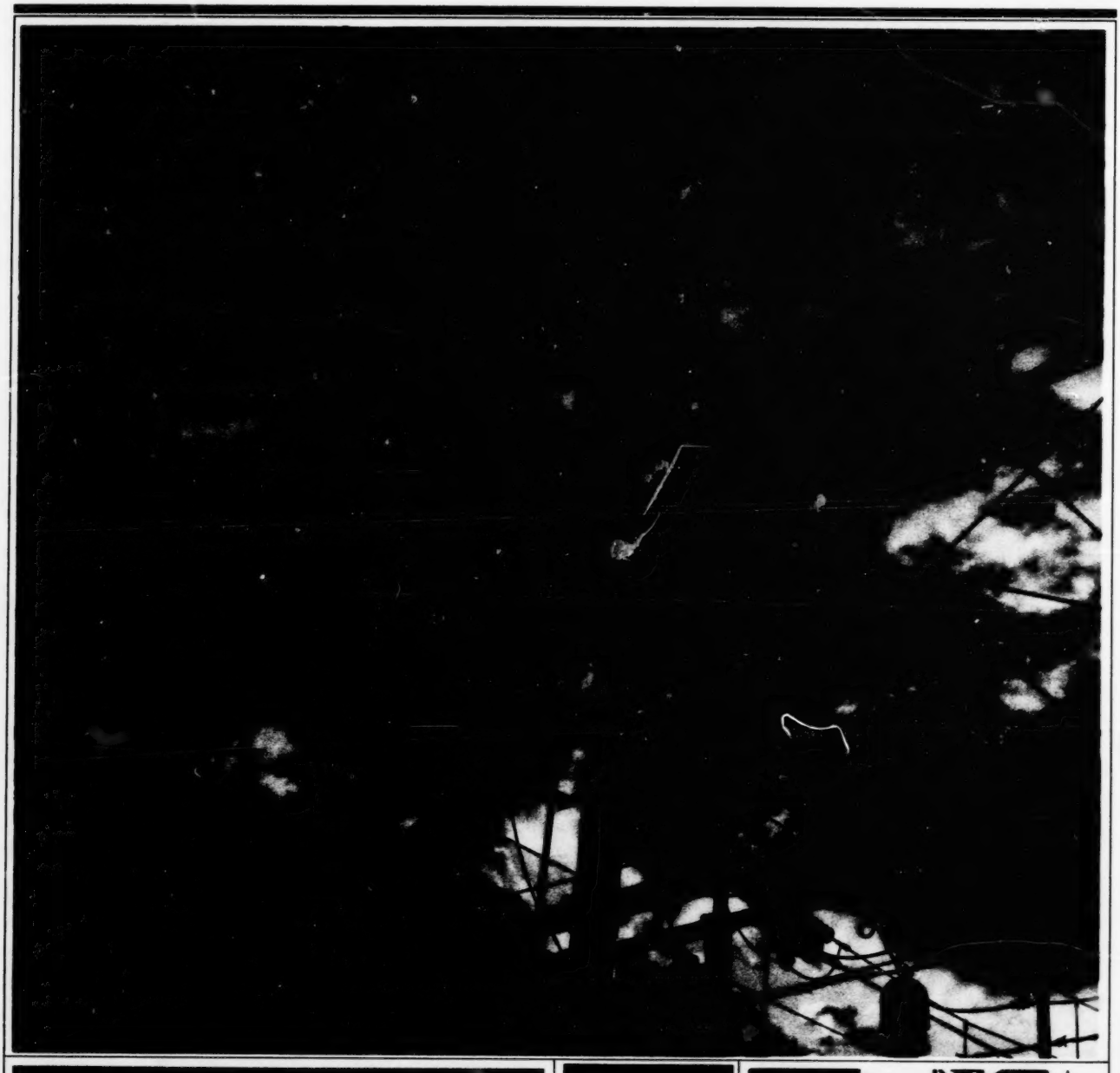
Development

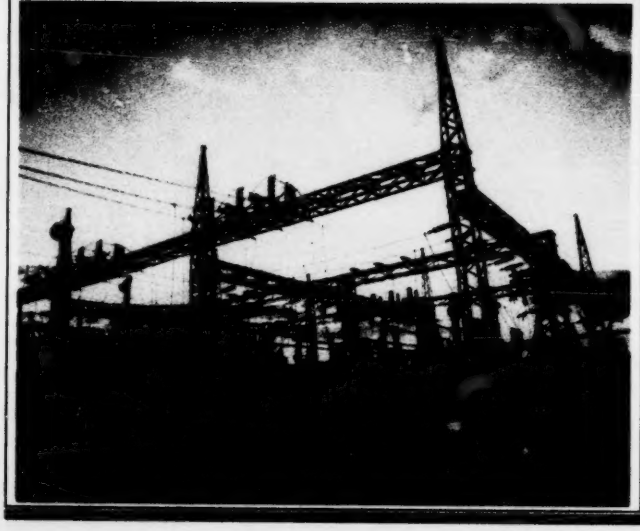
In November 1981, the Commission appeared before the National Energy Board (NEB) seeking ten licences to export power to the United States. Six licences represent a continuation of the Commission's international power sales and cross-border accommodations, which have gone on for years between New Brunswick and New England, and the other four relate to the export sale of 335 000 kW of the 630 000 kW output of the Point Lepreau nuclear plant.

Entitlement agreements signed during the year with Boston Edison Company and Eastern Maine Electric Co-operative Inc., in addition to one signed previously with Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, increased firm contracted sales from the Point Lepreau plant to 205 000 kW. Another entitlement agreement with Commonwealth Electric Company for 25 000 kW was executed subject to obtaining transmission agreements and regulatory approval in the United States. Negotiations are on-going for the sale of the remaining 105 000 kW.

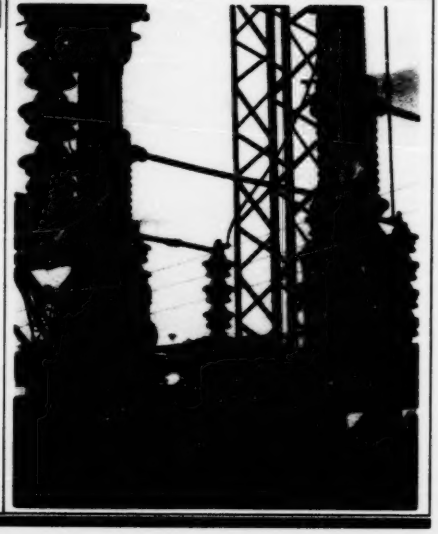
These agreements commence on the in-service date of Point Lepreau and terminate in 1987 with options for extensions to 1990. The agreements are being undertaken to reduce the financial risk to the Commission of a large generating unit in the early years of operation.

Subsequent to the year-end, in addition to the approval of all export applications not involving Point Lepreau sales, the NEB, in a precedent-setting ruling, approved the export of the 205 000 kW from the Point Lepreau nuclear plant for which contracts had been signed at the time of the NEB hearing. The Commission has made application to the Board to review its decision with





Switchyard at the Energy Control Centre.



respect to the remaining 130 000 kW of export sales.

The Co-ordinating Committee of Maritime Utilities established by the three Maritime Premiers in 1980 was active during the year and presented its first annual report to the Council of Maritime Premiers on February 8, 1982. The report deals with the regional operations, planning, and research and development activities within the three Maritime utilities during the year.

Total in-province energy sales were only slightly more than the previous year. The real total value of shipments from all the manufacturing industries in the province dropped by some 3%, and this was reflected in a decrease of 2.3% in industrial electric energy use. Non-industrial energy use was up 2.2% compared to the fiscal year ended March 31, 1981. This moderate growth is consistent with the trend in the last five years and reflects many factors including conservation, lower population growth rates and slower economic growth.

Major modernization and expansion programs in progress at the New Brunswick International Paper Company and the Consolidated Bathurst Company will result in an additional load of approximately 100 000 kW and a significant increase in industrial energy use over the next two years. The proposed zinc smelter at Belledune would result in an additional 60 000 kW load. Resource-based and high-technology loads are scheduled for operation in the 1983 fiscal year including the Potash Company of America development in Sussex and the Mitel Corporation industry to be located in Buctouche.

The addition of the Point Lepreau Generating Station and the return of the Coleson Cove entitlement will enable the Commission to meet presently forecast load growth until the mid 1990's. Growth in demand on the system is forecast to increase at a compound rate of 3.7% per year over the next decade.

Interconnections have played an important role in the economic operation of the Commission's system and its "off-oil" program and will continue to do so in the future. The Commission is proceeding to establish a second interconnection with Hydro-Québec and is actively studying the possibility of strengthening the existing interconnection with New England.

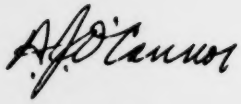
During the fiscal year, work continued on the second phase of a study to evaluate the technical and economic feasibility of converting the Coleson Cove Generating Station from residual oil to coal fuel. The project, identified in the National Energy Program, is being carried out in co-operation with the Federal Department of Energy, Mines and Resources under a cost-sharing agreement whereby the Federal Government contributes 75% of the total costs. A report on the Phase II findings was presented to Energy, Mines and Resources in February, 1982, and, subject to the agreement of both parties, the final phase of study could commence early in the 1983 fiscal year.

In conjunction with the Coleson Cove conversion study, the Commission presented a policy paper to the provincial Department of the Environment outlining an approach for reducing air emissions from its fossil-fired generating stations. While the problem of acid rain has been recognized as a global issue, the current trend in regulation is designed to place stringent controls on individual new sources of air pollution. This approach, however, often overlooks alternative control strategies which may offer greater total acid-gas emission reduction potential at lower costs. The Commission's approach suggests a system-based concept for the assessment of current and projected fossil-fired power station effects on air quality. This approach has been accepted in principle by the Department of the Environment and is aimed at achieving reductions in acid-gas emissions through the most cost-effective, system-wide means available.

The Commission participated actively during the year in all aspects of the Canadian Electrical Association's research and development program. This involvement included the time of senior staff members spent in commitee work as well as a financial contribution to the overall program. The Commission was also active in seeking CEA support for unique R & D projects and was successful in gaining funding support for projects to evaluate a catalytic process for flue gas desulfurization and to rear salmon and trout in the warm water discharge of the Grand Lake Generating Station.

During the year the Commission made formal application to the provincial Cabinet Committee on Natural Gas Distribution offering to distribute gas in New Brunswick. The application was made on the basis of evidence which supported the Commission's contention that it could provide gas service more efficiently and at lower cost than other applicants. Subsequent to the end of the reporting period, Inter-City Gas New Brunswick was officially designated as the distributor of natural gas in the province.

G.W.N. Cockburn, Q.C.
Chairman



A.J. O'Connor
General Manager

Statement of Generation and Sales

for fiscal year ended 31 March, 1982

	1982 Kilowatt hours	1981 Kilowatt hours	Difference Kilowatt hours	% + −
Generation				
Hydro	**3 246 152 500**	2 802 158 600	+ 443 993 900	+ 15.8
Thermal	**5 036 372 000**	5 777 426 160	− 741 054 160	− 12.8
Diesel	**161 900**	49 000	+ 112 900	+ 230.4
Purchases	**4 005 397 250**	3 964 065 495	+ 41 331 755	+ 1.0
Gross Generation and Purchases	**12 288 083 650**	12 543 699 255	− 255 615 605	− 2.0
Station Service	**482 325 861**	496 464 767	− 14 138 906	− 2.8
Net Generation and Purchases	**11 805 757 789**	12 047 234 488	− 241 476 699	− 2.0
Losses — Transformer and Transmission	**595 345 209**	524 045 337	+ 71 299 872	+ 13.6
Losses % of Net Generation and Purchases	**5.0%**	4.3%		
Total Energy Distribution	**11 210 412 580**	11 523 189 151	− 312 776 571	− 2.7
Sales				
Wholesale	**658 741 280**	639 610 943	+ 19 130 337	+ 3.0
Industrial Power	**3 539 995 609**	3 621 974 673	− 81 979 064	− 2.3
General Service	**1 169 144 162**	1 164 968 392	+ 4 175 770	+ 0.4
Residential	**2 118 865 019**	2 057 249 633	+ 61 615 386	+ 3.0
Average Annual kW.h per Residential Customer	**(10 265)**	(10 077)		
Street Lights	**51 211 520**	50 369 501	+ 842 019	+ 1.7
TOTAL IN-PROVINCE SALES	**7 537 957 590**	7 534 173 142	+ 3 784 448	+ 0.1
Interconnections	**3 430 710 000**	3 786 354 600	− 355 644 600	− 9.4
GRAND TOTAL	**10 968 667 590**	11 320 527 742	− 351 860 152	− 3.1
Station and Internal Use	**482 702 178**	496 852 800	− 14 150 622	− 2.8
TOTAL LOSSES	**836 713 882**	726 318 713	+ 110 395 169	+ 15.2
GROSS GENERATION AND PURCHASES	**12 288 083 650**	12 543 699 255	− 255 615 605	− 2.0

Statement of Operating and Physical Statistics

	31 March 1982	31 March 1981*	31 March 1977	31 March 1974	31 March 1972
Plant Nameplate Capacity — kW	**2 506 576 ****	2 526 576	2 140 326	1 151 326	1 050 326
Gross Generation — Purchases kW.h	**12 288 083 650**	12 543 699 255	10 675 945 320	8 214 704 599	5 894 230 858
Total Energy Distributed — kW.h	**11 210 412 580**	11 523 189 151	9 674 483 382	7 526 291 245	5 481 760 526
Total Revenue	**$ 514,640,146 *****	$ 453,031,722	$ 199,958,827	$ 94,356,286	$ 68,797,638
Total Expenditures And Appropriations	**$ 502,186,714**	$ 449,247,252	$ 190,901,664	$ 91,855,805	$ 68,190,854
Fixed Assets, Including Work In Progress	**$ 2,511,221,676**	$ 2,344,262,161	$ 1,088,693,318	$ 550,039,208	$ 452,397,516
Current Assets	**$ 273,381,451**	$ 154,761,706	$ 179,702,985	$ 40,054,510	$ 21,015,284
Current Liabilities	**$ 221,093,012**	$ 230,849,430	$ 121,138,869	$ 38,851,061	$ 20,159,798
Inventories	**$ 33,621,120**	$ 42,626,242	$ 22,201,798	$ 6,649,480	$ 3,113,785
Long Term Debt — Net	**2,190,964,432**	$ 1,961,663,406	$ 953,503,692	$ 415,845,386	$ 340,728,100
Sinking Fund Assets	**$ 122,889,965**	$ 94,797,121	$ 39,035,767	$ 30,578,855	$ 23,466,748
Accumulated Depreciation	**$ 303,841,039**	$ 269,119,450	$ 152,365,358	$ 107,707,569	$ 85,889,983
Other Reserves And Earnings Retained In TheBusiness	**$ 214,510,701**	$ 169,462,349	$ 77,675,808	$ 45,247,054	$ 36,220,609
Reserves, Earnings Retained In The Business And Accumulated Depreciation	**$ 518,351,740**	$ 438,581,799	$ 230,041,166	$ 152,954,623	$ 122,110,592
Total Reserves, Earnings Retained In The Business As Percentage Of Fixed Assets	**20.6%**	18.7%	21.1%	27.8%	26.9%
Kilometres Transmission Lines	**5 714**	5 702	5 160	4 579	4 451
Kilometres Distribution Circuits	**21 718**	21 168	18 846	17 120	14 430
Number Residential Customers	**206 410**	204 134	183 557	161 818	144 974
Number Industrial Customers	**1 373**	1 377	1 042	909	801
Number General Service Customers	**17 268**	17 088	14 200	12 406	11 786
Number Street Light Customers	**2 079**	2 045	1 840	1 688	1 547
Total Customers	**227 130**	224 644	200 639	176 821	159 108

* Restated

** Net of 20 000 kilowatts of capacity sold to Maritime Electric (P.E.I.) Limited

*** Includes $5,024,911 gain on sale of 10% ownership interest in Dalhousie Unit No. 2

Corporate Information

Commission

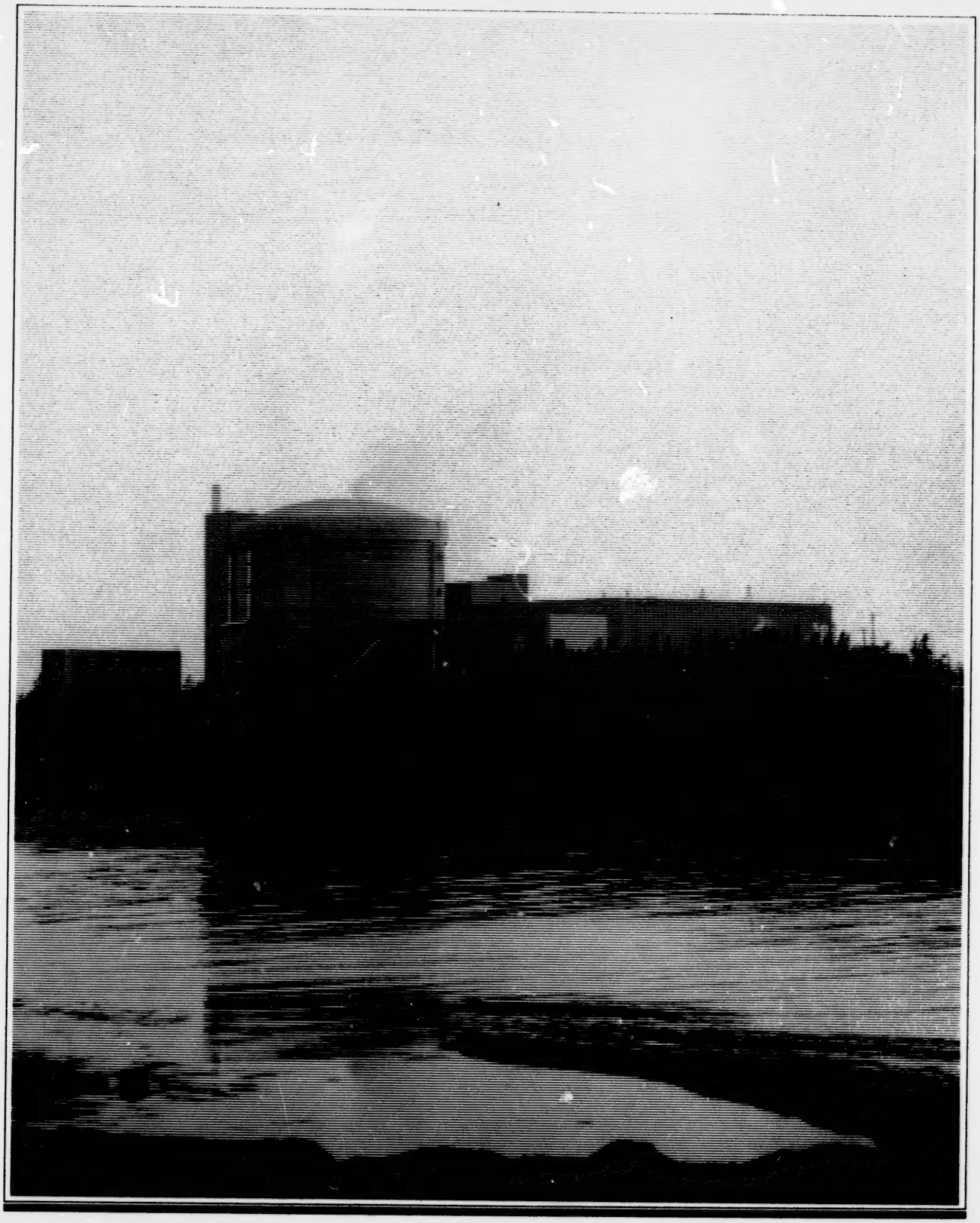
Hon G.W.N. Cockburn, Q.C.,
Chairman
Louis E. Landry, Vice-Chairman
Gaetan Bossé, Commissioner
Jean C. Chiasson, Commissioner
William K. Cleghorn, Commissioner
Peter J. Dykeman, Commissioner
Eric C. Garland, Commissioner
Harry Williston, Commissioner
Donna K. Young, Commissioner

Managing Officers

Arthur J. O'Connor,
General Manager
Frank C. MacLoon,
Assistant General Manager,
Operations
G. H. Donald Ganong,
Assistant General Manager,
Engineering & Construction
Richard A. Toner,
Assistant General Manager,
Administration
Paul S. Creaghan, Q.C.,
Secretary & General Counsel
Robert D. Brown,
Treasurer
Lloyd M. Totten,
Comptroller
G. Linwood Titus,
Manager, Strategic Development
Terrence S. Thompson,
Manager, Public Affairs
Frank H. Ryder,
Manager, Corporate Economic
Studies

The New Brunswick Electric Power Commission

Financial Statements



Balance Sheet

as at 31 March 1982

ASSETS

	1982		1981	
Fixed assets				
Land, buildings, plant and equipment, at cost, less accumulated depreciation, and construction-in-progress (Note 3)		**$2,207,380,637**		$2,075,142,711
Current assets				
Cash and short-term investments	**166,048,562**		35,994,134	
Accounts receivable	**73,591,577**		75,947,802	
Material, supplies and fuel, at cost	**33,621,120**		42,626,242	
Prepaid expenses	**120,192**		193,528	
		273,381,451		154,761,706
Deferred charges				
Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized (Note 4)	**142,035,768**		118,208,482	
Debenture and note discount and issue expenses, less amounts amortized	**26,380,981**		20,761,997	
Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities	**977,281**		1,006,145	
Other	**175,994**		192,418	
		169,570,024		140,169,042
Funds held for specified purposes				
Insurance fund		**7,623,382**		7,575,075
		$2,657,955,494		$2,377,648,534

On behalf of The New Brunswick Electric Power Commission

G.W.N. COCKBURN, Q.C., Chairman

LOUIS E. LANDRY, Vice-Chairman

LIABILITIES

	1982		1981 (Restated) (Note 2)	
Long-term debt (Note 5)				
Guaranteed by the Province of New Brunswick				
Debentures and notes issued by the Commission		**$1,858,286,922**		$1,596,155,245
Note payable to Atomic Energy of Canada Limited		**350,000,000**		350,000,000
Loans from Northern Canada Power Commission		**50,074,574**		51,453,103
Loan from the Province of New Brunswick		**2,191,219**		3,294,765
Other long-term debt		**7,561,691**		14,127,988
		2,268,114,406		2,015,031,101
Less payments due within one year		**77,149,974**		53,367,695
		2,190,964,432		1,961,663,406
Current liabilities				
Bank indebtedness (Note 6)	**13,333,849**		15,411,893	
Accounts payable and accruals	**65,099,113**		93,553,963	
Accrued interest on debentures and notes issued by the Commission	**58,786,100**		60,555,800	
Accrued interest on loan from the Province of New Brunswick	**26,741**		34,937	
Current portion of long-term debt	**77,149,974**		53,367,695	
Holdbacks on contracts in progress	**6,046,884**		7,420,590	
Service deposits	**650,351**		504,552	
		221,093,012		230,849,430
Deferred liabilities				
Customers' advances in aid of construction	**464,349**		240,349	
Economy sales stabilization account (Note 7)	**30,923,000**		15,433,000	
		31,387,349		15,673,349
Reserves (Note 8)		**137,877,991**		105,283,071
Earnings invested in the business		**76,632,710**		64,179,278
		$2,657,955,494		$2,377,648,534

Statement of Income

for the year ended 31 March 1982

	1982		1981 (Restated) (Note 2)	
Revenue				
Sales of power	$497,778,922		$444,655,702	
Sales of steam	6,107,565		4,289,365	
Miscellaneous	5,728,748		4,086,655	
		$509,615,235		$453,031,722
Expenditure				
Purchased power	94,154,795		78,532,981	
Generated power				
Fuel	150,291,428		138,077,131	
Other	41,388,798		35,374,839	
Operations, maintenance, administration and general	59,002,241		47,713,441	
Depreciation	36,814,754		35,250,835	
		381,652,016		334,949,227
Income before interest and exchange		127,963,219		118,082,495
Interest and exchange	178,983,092		187,762,504	
Amortization of debenture discount and expense	2,545,104		2,007,280	
Amortization of unrealized foreign exchange	10,179,979		8,015,928	
	191,708,175		197,785,712	
Less				
Income from sinking funds and other investments	28,680,306		23,761,516	
Interest capitalized	90,578,091		96,430,139	
	119,258,397		120,191,655	
		72,449,778		77,594,057
Net operating income for the year before the following items		55,513,441		40,488,438
Transfer to economy sales stabilization account (Notes 2 and 7)	15,490,000		6,233,000	
Adjustment to equalize generation costs due to fluctuation in water flows (Note 8)	19,594,920		8,470,968	
		35,084,920		14,703,968
Net income before extraordinary item		20,428,521		25,784,470
Extraordinary item — gain on sale of 10% ownership interest of Dalhousie Unit No. 2 (Note 9)		5,024,911		—
Net income for the year		$ 25,453,432		$ 25,784,470

Statement of Earnings Invested in the Business

for the year ended 31 March 1982

	1982	1981
		(Restated) (Note 2)
Balance at beginning of year, as previously reported		$69,594,808
Adjustment for accounting policy change (Note 2)		9,200,000
Balance at beginning of year, as restated	**$64,179,278**	60,394,808
Net income for the year	**25,453,432**	25,784,470
	89,632,710	86,179,278
Appropriation to water equalization reserve	**13,000,000**	22,000,000
Balance at end of year	**$76,632,710**	$64,179,278

Statement of Changes in Financial Position

for the year ended 31 March 1982

	1982	1981 (Restated) (Note 2)
Source of funds		
From operations		
Net income for the year	**$ 25,453,432**	$ 25,784,470
Amounts charged or credited to operations but not requiring an outlay of funds		
Provision for depreciation of buildings, plant and equipment	**36,814,754**	35,250,835
Vehicle depreciation	**1,658,075**	1,709,000
Amortization of debenture discount and expense	**2,545,104**	2,007,280
Amortization of unrealized foreign exchange	**10,179,979**	8,015,928
Transfer to economy sales stabilization account	**15,490,000**	6,233,000
Adjustment to equalize generation costs due to fluctuation in water flows	**19,594,920**	8,470,968
Gain on sale of 10% ownership interest of Dalhousie Unit No. 2	**(5,024,911)**	–
Survey, engineering and training expenses written off	**28,864**	173,352
	106,740,217	87,644,833
Proceeds from notes and debentures issued less discount and expense	**275,852,912**	108,331,229
Contributions in aid of construction	**675,419**	50,884
Other loans	**–**	1,051,677
Proceeds from sale of assets	**19,575,468**	917,918
Decrease in other deferred charges	**16,424**	–
Decrease in working capital exclusive of changes in current portion of long-term debt	**–**	119,171,104
	$402,860,440	$317,167,645
Application of funds		
Expenditure on fixed assets	**$185,712,731**	$286,008,144
Redemption of Commission debentures (net of available sinking funds)	**33,035,344**	11,200,672
Sinking fund deposits	**24,009,097**	18,478,728
Repayment of loan from Northern Canada Power Commission	**1,378,529**	1,302,887
Decrease in other long-term debt	**6,566,297**	–
Increase in deferred survey, engineering and training expense	**–**	143,391
Increase in other deferred charges	**–**	33,823
Increase in working capital exclusive of changes in current portion of long-term debt	**152,158,442**	–
	$402,860,440	$317,167,645

Notes to Financial Statements

31 March 1982

1. Summary of significant accounting policies

The financial statements have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada.

a. Fixed asset additions and retirements

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses, less credits for the value of power generated during commissioning. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly on the basis of the interest costs of borrowings expended on plant under construction.

The cost of repairs and maintenance is charged to income while the cost of improvements is capitalized. For property replaced or renewed, the original cost plus removal cost less salvage and accumulated depreciation is charged or credited to depreciation expense in the statement of income.

Contributions in aid of construction, which include government grants in respect of new facilities, are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the credit resulting therefrom is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided by the Commission on a straight-line basis sufficient to amortize the cost of fixed assets, less estimated salvage value, over their estimated useful lives. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated useful lives of the main categories of fixed assets are as follows:

Assets	Years
Hydro Generating Stations	68
Thermal Generating Stations	30
Gas Turbine Generating Station	25
Diesel Generating Station	20
Terminals and Substations	30
Transmission System	40
Distribution System	28
Buildings	40

b. Inventories

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Fuel is valued at cost using the first-in, first-out method.

c. Debenture and note discount and issue expenses

The Commission amortizes debenture and note discounts or premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d. Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities

Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs together with certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. If a project is discontinued, all applicable costs are charged to income in that year.

e. Foreign exchange transactions

Long-term monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the balance sheet date. The resulting differences between the translation at the date of the original transaction and at the balance sheet date are accumulated in an unrealized foreign exchange account which is shown on the balance sheet under deferred charges. This account is amortized to income over the remaining life of the related monetary assets or liabilities, except that amounts associated with the financing of major construction projects still in progress are deferred until the project is completed before being amortized over the then remaining life of the related monetary liabilities.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f. Revenue

Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. The Commission does not accrue revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period.

g. Deferred costs or revenues

The Commission's power rates are established annually to recover its operating costs and a return on its investment consistent with prudent financial management. Each year certain factors, relating to water flow condition and economy sales transactions, which are outside the control of the Commission result in costs or revenues additional to those originally included in the calculation of revenue requirements. The Commission accounts for such additional costs or revenues through an economy sales stabilization account and a water equalization adjustment.

Economy sales stabilization account

The Commission annually charges or credits income with the difference between actual and forecast earnings on economy sales transactions with neighbouring utilities. The offsetting debit or credit is included in the economy sales stabilization account. Amounts so deferred are included in the calculation of future revenue requirements in equal installments over a period of three years and are amortized to the income statement on this basis.

Water equalization adjustment

In order to equalize the effect on generation cost due to fluctuations in water flows, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust generation costs to an average monthly water condition. The calculation is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years. The offsetting debit or credit is included in the water equalization reserve account.

2. Accounting changes — economy sales stabilization account

The Commission in 1982 adopted the accounting policy outlined in Note 1.g. relative to economy sales transactions in order to provide an accounting mechanism to reflect adjustments to power rates in succeeding periods caused by unpredictable levels of economy sales. In the Commission's opinion, retroactive application of the new policy and the restatement of prior periods' financial statements is appropriate since this recognizes the prevailing economic circumstances in operation during those periods.

3. Fixed assets

	1982	1981
Land, buildings, plant and equipment, at cost		
Power generating stations	$ 717,302,740	$ 725,758,632
Transmission system	124,789,897	123,714,399
Substations	159,445,719	158,701,671
Distribution system	202,087,601	189,189,295
Other properties	9,238,496	9,247,810
Communications equipment	4,242,593	3,927,318
Motor vehicles and miscellaneous equipment	22,432,137	20,426,027
	1,239,539,183	1,230,965,152
Less contributions in aid of construction	30,125,034	29,673,615
	1,209,414,149	1,201,291,537
Less accumulated depreciation	303,841,039	269,119,450
	905,573,110	932,172,087
Construction in progress	1,301,807,527	1,142,970,624
	$2,207,380,637	$2,075,142,711

4. Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized

	1982	1981
Exchange adjustment at balance sheet date on debentures and notes issued by the Commission		
Payable in Swiss francs	$ 42,398,000	$ 38,692,000
Payable in United States dollars	138,410,582	104,254,768
Exchange adjustment at balance sheet date on loan from the Province of New Brunswick	687,446	728,520
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies held in sinking funds maintained by the Province of New Brunswick		
Sinking fund for debentures and notes issued by the Commission	(14,671,518)	(9,689,796)
Sinking fund for loan from the Province of New Brunswick	(61,852)	(44,827)
Exchange premium on assets held in the insurance fund	(123,382)	(75,075)
	166,639,276	133,865,590
Less accumulated amortization	24,603,508	15,657,108
	$ 142,035,768	$ 118,208,482

5. Long-term debt

Debentures and notes issued by the Commission

Date of maturity		Interest rate %	1982	1981
Payable in Canadian dollars				
1981 15 May		9	$ —	$ 20,000,000
1985 17 March		13¼	**75,000,000**	75,000,000
1985 15 May		13¾	**75,000,000**	75,000,000
1987 15 March		5½	**2,650,000**	2,650,000
1988 1 November		5½	**2,000,000**	2,000,000
1989 15 October		8½	**228,000**	228,000
1990 10 January		11¼	**50,000,000**	50,000,000
1990 1 August		9	**293,000**	293,000
1991 1 July		5¾	**5,000,000**	5,000,000
1992 15 March		5½	**7,350,000**	7,350,000
1993 1 November		5½	**6,000,000**	6,000,000
1994 15 June		5½	**10,000,000**	10,000,000
1994 31 December		5½	**3,790,000**	3,790,000
1995 1 May		6¼	**15,000,000**	15,000,000
1995 15 May		10⅜	**20,000,000**	20,000,000
1995 15 October		5¾	**7,500,000**	7,500,000
1996 1 January		6	**13,800,000**	13,800,000
1996 1 March		6	**4,000,000**	4,000,000
1996 1 October		6½	**6,100,000**	6,100,000
1996 15 November		7⅞	**20,000,000**	20,000,000
1997 15 October		8⅜	**20,000,000**	20,000,000
1998 15 November		8½	**25,000,000**	25,000,000
1999 1 October		11	**24,674,000**	24,674,000
1999 31 December		5½	**8,210,000**	8,210,000
2000 1 March		10	**50,000,000**	50,000,000
2000 25 August		11⅞	**35,000,000**	35,000,000
2003 21 December		10¼	**75,000,000**	75,000,000
2005 10 January		11¼	**50,000,000**	50,000,000
			611,595,000	631,595,000
Payable in Swiss francs				
1985 20 April	(SFr100,000,000)	4¼	**60,815,000**	60,815,000
1991 28 September	(SFr76,000,000)	6	**29,761,600**	31,328,000
1992 30 August	(SFr80,000,000)	5¼	**36,008,000**	36,008,000
1993 30 March	(SFr100,000,000)	3¾	**57,113,000**	57,113,000
Canadian dollars at date of issue			**183,697,600**	185,264,000
Exchange adjustment at balance sheet date			**42,398,000**	38,692,000
			226,095,600	223,956,000

Date of maturity	Interest rate %	1982	1981
Payable in United States dollars			
1983 15 January	9	US$ **28,000,000**	US$ 30,000,000
1986 2 January	5¼	**3,086,000**	4,014,000
1986 1 November	5¼	**1,645,000**	2,007,000
1987 1 September	5¼	**2,820,000**	3,302,000
1988 1 October	17	**60,000,000**	—
1989 1 March	16¼	**75,000,000**	—
1990 15 April	5	**9,418,000**	10,058,000
1991 1 May	5½	**10,489,000**	11,056,000
1991 1 May	15	**100,000,000**	—
1991 15 November	6	**17,500,000**	17,500,000
1992 15 October	6½	**15,000,000**	15,000,000
1993 15 February	6⅞	**15,000,000**	15,000,000
1994 1 February	7¾	**10,000,000**	10,000,000
1994 1 March	9¾	**65,000,000**	68,000,000
1995 1 October	10½	**75,000,000**	75,000,000
1997 15 February	9	**100,000,000**	100,000,000
1998 1 April	7⅞	**40,275,000**	41,850,000
2001 1 May	9⅜	**100,000,000**	100,000,000
2004 1 April	8¾	**50,000,000**	50,000,000
2005 15 January	10	**75,000,000**	75,000,000
2007 1 August	8¾	**75,000,000**	75,000,000
United States dollars		**928,233,000**	702,787,000
Exchange premium at date of issue		CDN$ **75,361,478**	CDN$ 27,025,843
Exchange adjustment at balance sheet date		**138,410,582**	104,254,768
		1,142,005,060	834,067,611
		1,979,695,660	1,689,618,611
Less sinking fund assets held in trust by the Province of New Brunswick			
Book value		**106,737,220**	83,773,570
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies		**14,671,518**	9,689,796
		121,408,738	93,463,366
		$1,858,286,922	$1,596,155,245
Atomic Energy of Canada Limited			
Note payable in 25 equal annual installments of principal and interest at 9.7064% per annum, commencing one year after the in-service date for the Point Lepreau Generating Station or one year after 1 April 1983, whichever is earlier. Prior to this earlier date, interest alone is payable semi-annually with proportionate reduction in relationship to the net plant output until the earlier of the in-service date or October 1982		**$350,000,000**	$350,000,000

	1982	1981
Loans from Northern Canada Power Commission		
Repayable in annual installments of principal and interest at rates varying from 4 ½% to 8 ½% to the year 2011	**$ 50,074,574**	$ 51,453,103
Loan from the Province of New Brunswick		
For which debentures have been issued by the Province to provide funds for the Commission (payable in United States dollars)	**US$ 2,985,000**	US$ 3,900,000
Exchange adjustment at balance sheet date	**CDN$ 687,446**	CDN$ 728,520
	3,672,446	4,628,520
Less sinking fund assets held by the Province relating to such debentures		
Book value	**1,419,375**	1,288,928
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies	**61,852**	44,827
	1,481,227	1,333,755
	$ 2,191,219	$ 3,294,765
Other long-term debt		
City of Campbellton — in respect of the purchase of distribution system; payable, together with interest at 9 ¼% per annum, in equal annual installments to the year 1993	**$ 1,142,981**	$ 1,201,788
Government of Canada — in respect of the construction of a transmission line from Coleson Cove to Salisbury; payable, together with interest at rates varying from 9 ¼% to 9 ⅝% per annum, as to 50% on 1 April 1981 and the remainder in equal annual installments of principal and interest to the year 2011	**6,418,710**	12,926,200
	$ 7,561,691	$14,127,988

Long-term debt payments

Long-term debt maturities (after deducting available sinking funds) and sinking fund requirements in respect of debt outstanding at **31 March 1982** are as follows for the five years ending 31 March 1987:

	Canadian dollars	U.S. dollars	Swiss francs
Year ending 31 March 1983	$ 6,208,659	$50,951,000	SFr 13,000,000
Year ending 31 March 1984	11,523,331	26,430,000	13,000,000
Year ending 31 March 1985	86,985,951	27,594,000	13,000,000
Year ending 31 March 1986	89,490,138	27,772,000	113,000,000
Year ending 31 March 1987	16,094,731	26,819,000	13,000,000

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund investments are carried at cost, and the earnings are reflected in the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

Issues of debentures of the Commission requiring annual redemption for sinking fund purposes provide that the Commission may satisfy its obligation by purchasing outstanding debentures of the respective issues at any time at prices not exceeding 100% of the principal amount thereof. The debentures so used to satisfy sinking fund obligations are cancelled with notification to the Minister of Finance and are not reissued. Any profit or loss resulting from such transactions is reflected in income.

6. Short-term line of credit

The Commission has bank lines of credit guaranteed by the Province of New Brunswick for short-term borrowings totalling $130,000,000. The amount of such short-term borrowings at **31 March 1982** was **$1,575,000** and is reflected on the balance sheet, together with outstanding cheques, under the caption "Bank indebtedness".

7. Economy sales stabilization account

	1982	1981
		(Restated) (Note 2)
Balance at beginning of year	**$ 15,433,000**	$ 9,200,000
Excess of actual over forecast earnings from economy sales for year	**21,657,000**	9,300,000
	37,090,000	18,500,000
Less amount amortized	**6,167,000**	3,067,000
Balance at end of year	**$ 30,923,000**	$ 15,433,000

8. Reserves

	1982	1981
Water equalization	**$130,377,991**	$ 97,783,071
Insurance	**7,500,000**	7,500,000
	$137,877,991	$105,283,071

Water equalization reserve

In addition to the annual adjustment to generation cost as noted in Note 1.g., the Commission annually increases the water equalization reserve by appropriations from earnings invested in the business as it deems advisable. Total appropriations to the reserve amounted to **$101,000,000** at **31 March 1982** (1981 — $88,000,000).

Insurance reserve

This reserve has been established by appropriations from earnings invested in the business and serves as a self-insurance fund to complement the insurance coverage maintained with insurance companies.

9. Extraordinary item

During the fiscal year ended **31 March 1982**, the Commission finalized an agreement covering the sale and operation of a 10% ownership interest of Dalhousie Unit No. 2 to Maritime Electric (P.E.I.) Limited, a wholly-owned subsidiary of Maritime Electric Company Limited of Prince Edward Island. The sale proceeds of **$19,268,426** resulted in a realized gain to the Commission of **$5,024,911.** The Commission continues to operate the plant and receives an operator's fee based on the value of Maritime Electric's ownership interest, as well as recovering the operation and maintenance costs related to that interest. Under a separate agreement, the Commission also receives revenue for providing transmission facilities.

10. Capital commitments

The Commission is constructing a nuclear power unit with a net capacity of 630,000 kilowatts at Point Lepreau. This unit is currently undergoing commissioning tests while awaiting licensing by the federal authorities. Expenditures on the project to **31 March 1982** and 31 March 1981 were **$1,285,111,746** and $1,126,776,331 respectively. In accordance with the Commission's stated accounting policies, interest during construction will be charged to the project until it achieves commercial operation, expected in late 1982. In addition, the project will receive credits for the value of power generated during the commissioning process. It is estimated that during the fiscal year ending 31 March 1983, a total of approximately $146,948,000 will be expended on all capital projects.

11. Contingent liability

The Commission, to be assured of an adequate supply of coal, has guaranteed payments of N. B. Coal Limited, a corporation controlled and owned by the Crown in right of the Province, under a loan obligation and lease agreement for the acquisition of a dragline for use in mining coal. The maximum potential exposure over an 18 year period is $33,500,000. In exchange for its guarantee, the Commission is entitled to the total coal production at cost and to an assignment of the dragline and associated mining rights should N. B. Coal Limited default under any terms of the lease agreement.

12. Sales of power

Sales of power include **$113,416,700** (1981 — $115,106,292) to utilities in the United States.

The value of these sales includes incremental fuel costs and operating costs plus a margin of net benefit to the Commission.

The Commission has signed agreements, approved by the National Energy Board, with interconnected U.S. utilities for the sale of 205,000 kilowatts of power and energy from the Point Lepreau plant commencing on the in-service date. These agreements require the utilities to pay for their proportionate share of capital, operating and maintenance and other fixed charges of the Point Lepreau plant on an "all events" basis from the in-service date until 1987, with options in favour of the purchasers for extension to 1990.

An agreement with another U.S. utility with respect to the purchase on a similar basis, of 25,000 kilowatts of power has been executed subject to the obtaining of transmission agreements and regulatory approval in the U.S. and approval of the National Energy Board.

13. Comparative figures

The Commission at **31 March 1982** had a liability to repay $2,000,000 to a consortium of United States utilities as a result of incorrect billing information supplied by the New England Power Exchange group during the fiscal year ended 31 March 1981. The settlement with the New England Power Exchange group still assured a margin of net profit to the Commission on all transactions during the period concerned. The comparative figures for "Sales of power" and "Accounts payable and accruals" have been restated in order to reflect the liability and its effect on operations in the correct accounting period. There is no impact on net income for the fiscal year ended 31 March 1981 as restated due to the operation of the economy sales stabilization account.

Certain other comparative figures have been restated to be consistent with the presentation used in the financial statements for the year ended **31 March 1982.**

Auditors' Report

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

The Honourable Richard B. Hatfield,
Premier of the Province of New Brunswick,
Fredericton, New Brunswick.

Sir:

We have examined the balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at 31 March 1982 and the related statements of income, earnings invested in the business and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at 31 March 1982 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, after giving retroactive effect to the change, with which we concur, in the method of accounting for economy sales transactions as explained in Note 2 to the financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.

Touche Ross & Co.

Chartered Accountants

Fredericton, N.B.,
24 June 1982.

191 PROSPECT STREET WEST - SUITE 306
FREDERICTON, NEW BRUNSWICK E3B 2T7 - TELEPHONE (506) 455-0340

Quebec
P.E.I.
Nova Scotia

Interconnections

During the last 20 years, the Commission has established a succession of interconnections with utilities in Eastern Canada and the United States. Each of these interconnections has helped to strengthen the security of supply for our customers, while, at the same time, providing opportunities to purchase economical hydro-generated power and to sell surplus power at a profit. Interconnections allow the Commission to share the financial risk of bringing a large generating unit such as Point Lepreau on line through contracts with other utilities for the sale of a portion of the plant's output for a specified period of time.

In recent years, the single interconnection with Hydro-Québec has enabled the Commission to purchase up to 40% of all the electricity used by our customers and at less cost than it could be generated in New Brunswick. A second high voltage electrical link to be established with the Quebec system will double the exchange potential between the two systems. Interconnections are also maintained with Nova Scotia, Prince Edward Island and New England utilities.

Generating Station Data

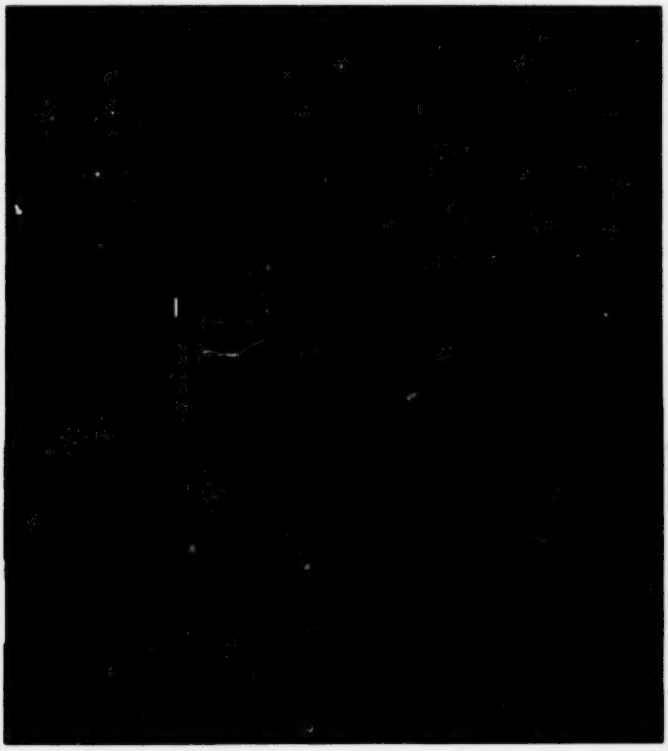
	No. of Units	Nameplate Capacity kW
HYDRO		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand Falls	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
TOTAL HYDRO	23	811 900
STEAM		
Coleson Cove (Oil)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Oil)	4	263 365
Dalhousie (Oil/Coal)	2	280 000
Grand Lake 2 (Coal)	4	85 000
Chatham (Coal/Oil)	2	32 500
TOTAL STEAM	15	1 665 865
GAS TURBINE		
Moncton	1	25 000
TOTAL GAS TURBINE	1	25 000
DIESEL		
Grand Manan	5	3 811
TOTAL DIESEL	5	3 811
GRAND TOTAL*	44	2 506 576

Transmission Line Data

(Operating voltage/km in service)

345 kV	577 km
230 kV	523 km
138 kV	1 856 km
69 kV	2 758 km

1·9·8·2
RAPPORT ANNUEL



La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Les réussites de 1982

Les recettes provenant des ventes d'économie aux entreprises d'électricité par le réseau interconnecté ont totalisé $117.8 millions.

Le bénéfice net a atteint $25.5 millions, y compris le bénéfice réalisé par la vente d'une participation de 10 pour cent à l'exploitation du groupe de la centrale de Dalhousie.

Energie N.-B. et Hydro-Québec se sont mis d'accord pour établir une nouvelle interconnexion d'une importance considérable.

La production d'énergie par les groupes hydrauliques a atteint un nouveau record de plus de 3.2 milliards de kilowattheures (kW.h).

Les centrales alimentées par le charbon ont amélioré leur record en contribuant 9.9 pour cent de l'approvisionnement en électricité à l'intérieur de la province.

Cette année marque la fin des travaux de construction de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau qui aura une production de 630 000 kilowatts (kW).

La Commission a reçu l'approbation accordée pour la première fois au Canada pour exporter l'énergie produite par une centrale nucléaire.

Table des matières

Commentaires du président 5
Exploitation 5
Construction 7
Finances 8
Ressources humaines 11
Communications 11
Développement 11
Bilan de la production et des ventes 14
Organigramme 15
États financiers 17
Interconnexions 33

Couverture:

La Commission prévoit commencer l'exploitation commerciale de la centrale de Pointe-Lepreau vers la fin de 1982. Cette centrale fournira environ 20 pour cent de l'énergie électrique nécessaire au Nouveau-Brunswick au cours des années 1980.

le 24 juin 1982

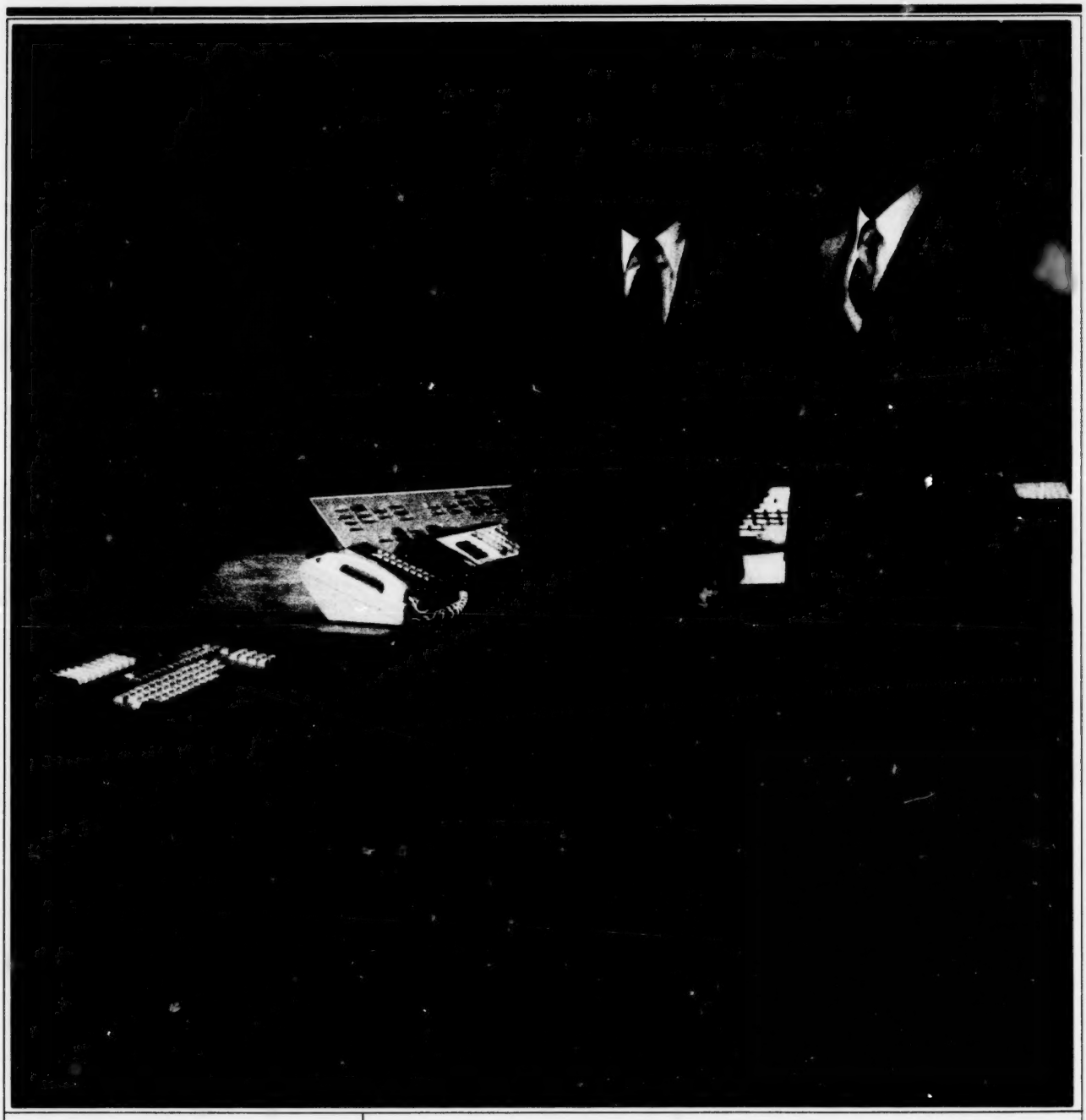
A Son Honneur G. F. Stanley
Lieutenant-gouverneur du
Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois revisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois se terminant le 31 mars 1982.

Respectueusement soumis,

G.W.N. Cockburn, c.r., président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick



G. W. N. Cockburn, président de la Commission et A. J. O'Connor, directeur général, examinent un nouveau système de télémesure lors d'une visite au Centre de contrôle de l'énergie à Fredericton. Grâce à ce système, les opérateurs peuvent télécontrôler les postes de transport.

Commentaires du président

Parmi les réussites marquées de l'année on compte les activités accélérées d'interconnexions, tant nationales qu'internationales, et les activités associées à la centrale de Pointe-Lepreau, à savoir en particulier la fin des travaux de construction, le progrès du processus de la mise en service et le premier chargement du combustible nucléaire.

Cette année, les recettes provenant de l'exploitation ont augmenté de $56.6 millions pour atteindre $509.6 millions, principalement à cause de ventes avantageuses à l'intérieur de la province, de ventes d'exportation et de l'augmentation de tarifs de 9.8 pour cent qui entra en vigueur en mai 1981. Le bénéfice net pour l'année a atteint $25.5 millions, y compris le bénéfice réalisé par la vente de participation à l'exploitation du groupe 2 de la centrale de Dalhousie.

En 1982, la Commission a adopté une nouvelle méthode de comptabilisation destinée à stabiliser l'effet imprévisible inhérent aux fluctuations annuelles des revenus qui peuvent découler des ventes d'économie à partir du réseau de la Commission vers les réseaux des entreprises voisines. De plus, on étudie de très près la possibilité d'établir un fond de stabilisation des tarifs destiné à compenser les fluctuations des revenus que la Commission prévoit connaître au cours des quelques années à venir.

La Commission a comparu devant l'Office national de l'énergie (ONE) pour solliciter un certain nombre de permis d'exportation pour vendre de l'énergie aux États-Unis, y compris une certaine proportion de la production de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau. Après la fin de l'année, l'ONE a approuvé toutes les exportations d'énergie non-nucléaire et, par une décision qui a établi un précédent, a approuvé l'exportation de 205 000 kW en provenance de la centrale de Pointe-Lepreau.

Depuis l'installation de l'interconnexion par câble sous-marin avec l'Île-du-Prince-Édouard, la Commission fournit pratiquement toute l'électricité consommée par cette province. En août 1981, Maritime Electric (PEI) Ltd. a conclu avec la Commission un accord à l'égard de l'achat d'une participation de 10 pour cent à l'exploitation du groupe 2 de la centrale de Dalhousie. C'est la première fois au Canada qu'une centrale appartient en co-propriété à des entreprises de service public de provinces voisines.

La centrale de Pointe-Lepreau a connu, avant mars de l'année courante, date du chargement du combustible nucléaire, plusieurs évènements importants dont la mise en service de tous les systèmes reliés à la sûreté et la vérification des systèmes de fonctionnement entrent dans le cadre des exigences qu'il fallait satisfaire pour obtenir le permis d'exploitation. La Commission de contrôle de l'énergie atomique tiendrait une réunion le 19 juillet 1982 en vue d'examiner la demande du permis d'exploitation.*

On a aussi terminé cette année la deuxième étape d'une étude, qui en comporte trois, sur la faisabilité de convertir au charbon la centrale de Coleson Cove alimentée à l'heure actuelle au mazout. La Commission a aussi obtenu du ministère provincial de l'Environnement un accord de principe portant sur une stratégie qui pourrait s'appliquer au réseau entier et dont l'objectif est de réduire les émissions dans l'atmosphère.

Grâce au programme adopté par la Commission en 1974 pour réduire la production alimentée au pétrole et dont fait partie la production des centrales de Mactaquac 5 et 6, de Dalhousie 2 et de Pointe-Lepreau, la capacité de génération du réseau a augmenté de 1 030 000 kW, ce qui correspond en conséquence au remplacement de plus de huit millions de barils de pétrole. Énergie N.-B. et Hydro-Québec ont conclu un accord pour établir une seconde interconnexion importante qui fournira aux achats du Nouveau-Brunswick une source abondante en matière d'énergie hydroélectrique. Grâce à ces résultats, la Commission a pu affermir sa position à long terme tout en ayant une perspective claire de l'avenir.

Ainsi, le sens de l'initiative et de l'organisation et le dévouement des membres de la direction et du personnel de notre entreprise provinciale ont mené la Commission dans la bonne direction et ont créé une situation où le Nouveau-Brunswick peut tirer meilleur parti des occasions qui lui sont à l'heure actuelle disponibles. Je les félicite du travail qu'ils font dans l'intérêt de la population de la province.

G.W.N. Cockburn, c.r., président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

* La Commission de contrôle de l'énergie atomique a accordé le permis d'exploitation le 20 juillet 1982. La première criticité a été atteinte le 25 juillet 1982.

Exploitation

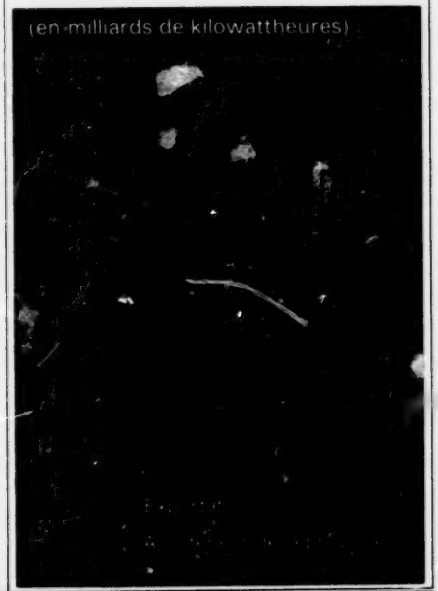
La demande d'électricité à l'intérieur de la province a augmenté au cours de l'année pour atteindre le 18 janvier 1982 une pointe de 1 586 800 kW, ce qui représente une pointe de 6.5 pour cent plus élevée que celle de l'année précédente qui était survenue le 22 décembre 1980. Par contre, l'ancienne pointe brute, c'est-à-dire celle comprenant la puissance exportée, de 2 315 300 kW qui avait été enregistrée le 15 décembre 1980, n'a pas été dépassée cette année.

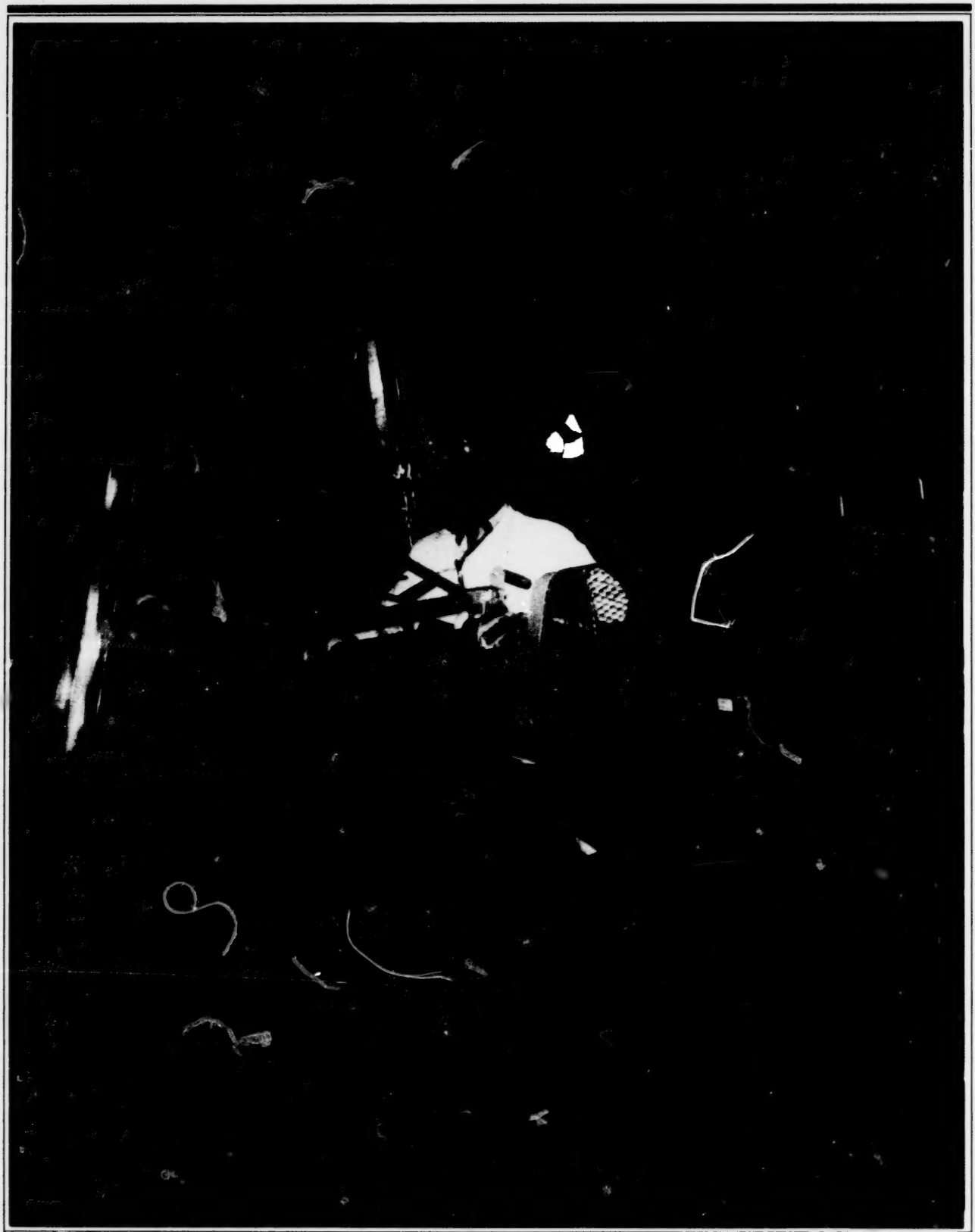
La production d'énergie par les groupes thermiques et hydrauliques de la Commission a atteint un volume de 5 036 372 000 kW.h et 3 246 152 500 kW.h respectivement, une diminution de 12.8 pour cent pour les groupes thermiques et une augmentation de 15.8 pour cent pour les groupes hydrauliques. La production d'énergie hydroélectrique a atteint un nouveau record qu'on peut attribuer à l'exploitation des six générateurs de Mactaquac ainsi qu'aux conditions hydrauliques favorables qui ont dépassé largement la moyenne.

Les achats d'énergie pour l'année ont augmenté de 1.0 pour cent atteignant ainsi un total de 4 005 397 250 kW.h, un nouveau record en volume d'énergie importée. Hydro-Québec qui a fourni 95.3 pour cent du total et Nova Scotia Power Corporation qui en a fourni 2.0 pour cent étaient les sources principales. Ces achats ont été effectués d'une manière interruptible dans le cadre d'accords sur les interconnexions entre la Commission et les entreprises d'électricité respectives.

Le volume global de la production et des

Ventes





Le chargement manuel de la première grappe de combustible à Pointe-Lepreau. Lorsque la centrale est en fonctionnement, le processus de rechargement s'effectue automatiquement grâce à un système exceptionnel propre aux réacteurs CANDU qui est capable de recharger le combustible quand le réacteur est en marche.

achats d'énergie a atteint 12 288 083 650 kW.h, soit 2 pour cent de moins que l'année précédente. Cette diminution provient principalement de la baisse du droit d'achat de la Maine Electric Power Company (MEPCO) de 400 000 à 133 000 kW, en vertu d'un accord de participation au groupe de Coleson Cove.

Les ventes d'énergie aux autres entreprises d'électricité par le réseau interconnecté étaient de 3 430 710 000 kW.h, soit 9.4 pour cent de moins que l'année précédente. Cette diminution reflète la révision du droit d'achat de MEPCO en ce qui concerne la production de la centrale de Coleson Cove et la vente à Maritime Electric (PEI) Ltd. de 10 pour cent du droit de participation à l'exploitation du groupe 2 de Dalhousie.

Les exportations d'énergie effectuées en forme de ventes interruptibles et d'économie à l'Île-du-Prince-Édouard et à la Nouvelle-Angleterre ont dépassé tous les records des années précédentes et ont contribué à l'augmentation de 47 pour cent qu'a connue cette catégorie d'exportations. La Commission a pu atteindre ces résultats remarquables car les conditions hydrauliques étaient favorables (dépassant largement la moyenne) et les achats de grands volumes à partir du réseau d'Hydro-Québec se continuaient, rendant ainsi disponibles des sources d'énergie qui étaient assez efficaces pour répondre aux besoins de la province et pour laisser en même temps un surplus qu'on a utilisé aux fins d'exportation.

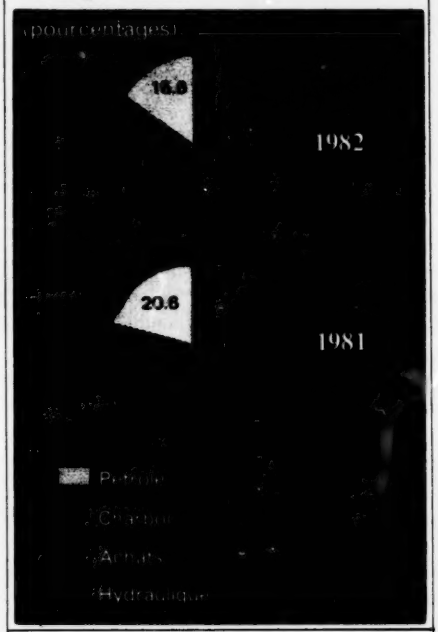
Cette année encore, on a continué à améliorer le niveau de la disponibilité des centrales-clé, en particulier celles alimentées au charbon. Le résultat des mesures prises pour rendre l'exploitation plus efficace était d'améliorer sensiblement la performance des centrales et d'apporter des économies dans les coûts de combustibles utilisés dans les principales centrales thermiques.

Le bâtiment du Centre d'approvisionnement de la Commission situé à Marysville a été détruit le 27 octobre 1981 par un incendie qui a occasionné des dommages dont la valeur dépasse $6 millions. Le bâtiment aussi bien que le contenu étaient protégés par un régime d'assurance.

Au 31 mars 1982, la Commission fournissait des services à 227 130 abonnés, une augmentation de 2 486 dans l'année. La consommation annuelle moyenne d'électricité était de 10 265 kW.h/abonné domestique comparée à la moyenne de 10 077 kW.h de l'année précédente.

Cette année, les ventes d'électricité domestique ont augmenté de 3.0 pour cent. Cette augmentation reflète les presque 3 000 unités résidentielles qui ont converti leur système de chauffage à l'électricité en profitant du Programme fédéral canadien de remplacement du pétrole. Les ventes à l'intérieur de la province n'ont presque pas

Approvisionnement à l'intérieur de la province



changé par rapport à celles de l'année précédente à cause de la dépression qui sévit dans l'industrie forestière et des efforts ininterrompus pour promouvoir la conservation de l'énergie.

L'énergie consommée dans la province provenait des sources suivantes: achats 37.7 pour cent; production hydraulique 36.8 pour cent; production à partir du pétrole 15.6 pour cent et production à partir du charbon 9.9 pour cent.

La Commission a révisé son programme d'amélioration des canalisations électriques domiciliaires dans le cours de l'année pour aider les propriétaires à améliorer ou à installer des systèmes permanents de chauffage électrique des locaux ou à améliorer leurs entrées de service et leurs canalisations électriques. Le programme leur permet d'emprunter jusqu'à concurrence de $2 000 à des taux d'intérêt concurrentiels.

Construction

En décembre 1981, la construction de la centrale de Pointe-Lepreau était en principe terminée. Les activités de mise en service ont continué à un rythme rapide et vers la fin de l'année financière, presque tous les systèmes avaient été approuvés et étaient passés sous le contrôle du groupe Exploitation nucléaire. Parmi les étapes importantes franchies cette année, on compte la vérification réglementaire de l'étanchéité du bâtiment du réacteur en avril 1981, le chargement de l'eau lourde dans le système du modérateur en décembre 1981 et le chargement de premières grappes de combustible en mars 1982. Par la suite, la Commission de contrôle de l'énergie atomique a autorisé l'injection d'eau lourde dans le caloporteur qui s'est terminée en avril.

A date du 31 mars 1982, les systèmes électriques, de refroidissement et de ventilation de la centrale étaient prêts au fonctionnement; tous les systèmes nucléaires avaient été vérifiés avec de l'eau ordinaire, et l'équipement propre à la manutention du combustible avait été mis en service.

De concert avec l'Énergie atomique du Canada, Limitée, le personnel du groupe Exploitation nucléaire a joué un rôle très important dans les activités nécessaires à l'obtention du permis. Ces activités, qui ont continué pendant toute l'année, touchaient différentes phases du processus de mise en route de Pointe-Lepreau. Le travail de longue haleine requis pour l'obtention du permis se situait pour la plupart dans deux domaines importants, à savoir, a) la préparation de la documentation relative à la mise en service et aux opérations qui doivent précéder et suivre la mise en route de la centrale, et b) l'exécution des analyses relatives à la sûreté et la préparation du dernier rapport se rapportant à la sûreté. Les exigences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique ont eu pour effet d'augmenter sensiblement le travail associé à ces analyses.

Au cours de l'année, les activités de la mise en service de Pointe-Lepreau avaient été soumises à un programme d'assurance-qualité dont l'application à un projet nucléaire se faisait pour la première fois au Canada. Le but de ce programme est d'effectuer les activités de mise en service nécessaires à l'obtention du permis d'exploitation en conformité avec un ensemble établi d'exigences.

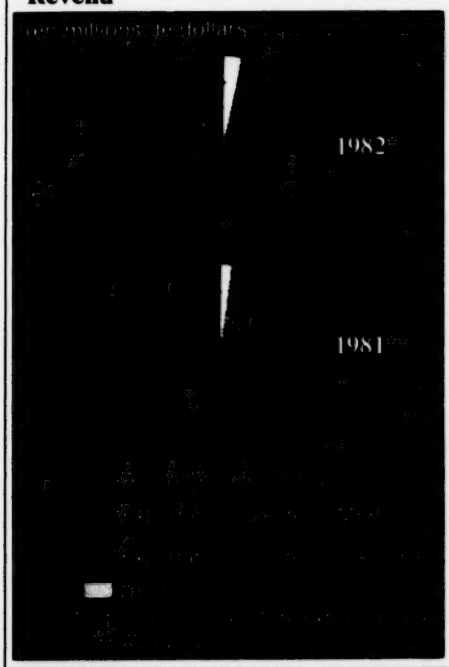
Le département de radio protection a fait d'immenses progrès cette année dans le travail de préparation à l'exploitation de Pointe-Lepreau. À la fin de l'année, le Laboratoire d'études environnementales et le Laboratoire de radio protection de la centrale étaient entièrement dotés en équipement et en personnel et déjà en fonctionnement pour satisfaire les besoins de la centrale. Aussi on a complété le Programme de surveillance du rayonnement ambiant précédant la mise en exploitation dont le but était de recueillir au cours de cinq ans des données de base sur la radiation afin de pouvoir déterminer plus tard si un certain niveau de rayonnement, lorsqu'il est présent dans la région de Pointe-Lepreau, est causé par l'exploitation de la centrale ou par des facteurs naturels.

Durant l'année, 20 postes auxiliaires ont été construits ou améliorés à différents endroits de la province et une nouvelle ligne de transport (230 kV) de 9.2 km a été aménagée et mise sous tension entre le poste d'arrivée d'Eel River et l'usine de la New Brunswick International Paper Company à Dalhousie.

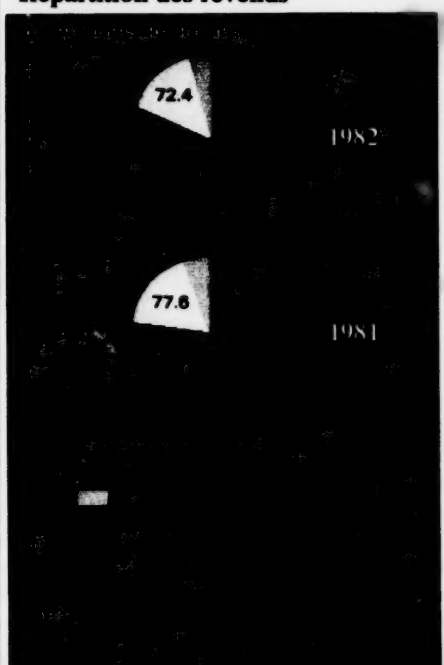
Finances

Les revenus de la Commission ont totalisé $509.6 millions, soit une augmentation de $56.6 millions par rapport à l'exercice précédent. Le revenu provenant de la province représente $37.4 millions de cette augmentation tandis que les autres $19.2 millions proviennent des interconnexions.

Revenu



Répartition des revenus



Le coût de combustible et des achats d'énergie a augmenté de $27.8 millions pour atteindre $244.4 millions. L'augmentation des coûts de la main-d'oeuvre et des matériaux a amené une hausse de $17.3 millions des frais d'exploitation et d'entretien et des frais généraux qui ont atteint $100.4 millions. Le coût de l'amortissement a augmenté de $1.5 million pour atteindre $36.8 millions tandis que les frais nets d'intérêt ont diminué de $5.2 millions pour un total de $72.4 millions. Les frais nets d'intérêt ont diminué principalement à cause du taux favorable des placements à court terme et des bénéfices accrus provenant des fonds d'amortissement.

Les débits des cours d'eau pour l'année ont été considérablement au-dessus de la normale et un montant de $19.6 millions, comparé à $8.5 millions de l'année précédente, a été imputé à l'exploitation et viré à la Réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques.

Au cours des dernières années il est devenu de plus en plus difficile de prédire le niveau des bénéfices nets que les abonnés du Nouveau-Brunswick retirent des ventes d'économie ou des ventes s'effectuant d'une manière interruptible aux entreprises d'électricité voisines. C'est pourquoi la Commission a adopté une nouvelle méthode de comptabilisation qui implique la création d'un compte de stabilisation des ventes d'économie. (Veuillez vous référer

La salle de commande de la Centrale de Pointe-Lepreau.

ux notes 1g, 2 et 7 des Notes complémentaires
ux Rapport et États financiers.) Selon cette
ouvelle méthode, dont la mise en application
st rétroactive, les hausses et les baisses
nprévisibles du volume des ventes d'économie
ont différées et se traduisent, au niveau de la
omptabilité de l'exploitation, par des versements
gaux sur une période de trois ans. Grâce à
ette nouvelle méthode, la Commission sera en
esure de tenir compte des résultats réels des
entes d'économie au moment où se fixe la
rification des services électriques à l'intérieur
e la province.

Le bénéfice net de cette année est de $25.5
illions, ou $0.3 million de moins que l'année précédente après les redressements résultant du changement de méthode de comptabilisation dont on vient de faire mention. Les résultats du présent exercice reflètent le bénéfice extraordinaire de $5.0 millions sur les $19.3 millions du produit de la vente à Maritime Electric (PEI) Limited de l'Île-du-Prince-Édouard d'une participation de 10 pour cent à l'exploitation du groupe 2 de Dalhousie, qui a une puissance de 200 000 kW et qui utilise soit le charbon soit le pétrole comme combustible. Les bénéfices conservés dans l'entreprise sont passés à $76.6 millions après déduction de l'affectation de $13.0 millions à la Réserve de normalisation des conditions hydrauliques. Le total de ces affectations, qui s'élève à $101.0 millions,

Réserves et bénéfices conservés

représente un montant suffisant, sur la base d'un calcul des coûts actuels du combustible, pour remplacer la production hydraulique au cas où les plus faibles débits d'eau enregistrés pendant une période de trois années consécutives feraient retour.

Le total des dépenses d'immobilisations pour l'année financière a été de $185.7 millions dont $158.3 millions ont été affectés à la centrale de Pointe-Lepreau et le solde de $27.4 millions a été utilisé pour l'agrandissement ou l'aménagement d'autres installations.

Afin d'obtenir des fonds pour les programmes de construction d'immobilisations en cours, les emprunts suivants ont été contractés: U.S. $100 000 000 en billets à 15 pour cent pour dix ans à la date du 1er mai 1981 et émis publiquement aux États-Unis; U.S. $60 000 000 en billets à 17 pour cent pour sept ans à la date du 1er octobre 1981 et émis publiquement en Europe; et U.S. $75 000 000 en billets à 16 1/4 pour cent pour sept ans à la date du 1er mars 1982 et émis publiquement en Europe.

La Commission a négocié un accord avec le gouvernement du Canada qui vise à réduire proportionnellement l'intérêt sur le prêt de $350.0 millions (consenti par le biais de l'Énergie atomique du Canada, Limitée) en fonction du rendement net de la centrale de Pointe-Lepreau jusqu'à la date de la mise en service ou jusqu'en octobre 1982, selon la première des deux dates. A date du 31 mars 1982, le total du prêt-subvention était de $84.1 millions.

Suite à une augmentation de $10 millions, les marges de crédit bancaires pour les prêts à court terme ont atteint $130 millions. La Commission maintient ses marges de crédit bancaires afin d'assurer une grande flexibilité à son autofinancement et au financement de son programme de construction. Au 31 mars 1982, les emprunts à court terme de la Commission s'élevaient à $1.6 million.

Hall de la turbine.

Un technicien vérifie, au-dessus du core du réacteur, une composante d'un système relié à la sûreté qui sert à arrêter le réacteur nucléaire. Au cours de cette année on a complété la mise en service de tous les systèmes reliés à la sûreté et de tous les équipements de la centrale.

Ressources humaines

Le 31 mars 1982, 2 617 employés permanents et temporaires étaient au service de la Commission, soit une augmentation de 2.2 pour cent par rapport aux effectifs de l'année précédente.

Au cours de l'année, la Commission s'est efforcée de mettre en valeur et de perfectionner ses ressources humaines et de permettre à tous ses employés de profiter d'un plus grand nombre de services offerts par la division Personnel. Cette année, a vu le jour un nouveau programme d'accréditation des commis de bureau, et plusieurs séminaires destinés à la formation des surveillants se sont tenus à différents endroits de la province. Le comité de collaboration patronale-ouvrière de la Commission a aussi élaboré un programme à participation volontaire qui sera mis entièrement en oeuvre au cours de 1982 et qui a pour but d'offrir aux employés de l'aide et de l'orientation en ce qui concerne les questions qui touchent les domaines de finances personnelles, d'alcoolisme et de toxicomanie.

Un département Action positive fut créé pendant la période en question afin d'accorder des considérations prioritaires aux questions d'égalité des chances et de droits de la personne.

Durant toute l'année, on a continué à placer au premier plan la question de la formation du personnel de la centrale de Pointe-Lepreau, et surtout cette formation qui vise les chefs de quart et l'accréditation des opérateurs en chef. En outre de ses propres formateurs, la Commission a eu recours aux services d'experts embauchés de l'extérieur afin d'assurer la formation de base ainsi qu'une formation approfondie du personnel qui sera chargé du fonctionnement des systèmes de la centrale.

Vers la fin de l'année, environ 250 employés avaient reçu une formation avancée dans le domaine de la radioprotection, et les opérateurs en chef avaient fait l'objet d'une formation spécialisée et minutieuse. En tout, environ 75 000 heures/homme ont été consacrées à l'objectif d'assurer à la centrale de Pointe-Lepreau un fonctionnement sécuritaire.

Communications

Au cours de l'année, la communication entre la Commission et différents groupes du public a été mise en valeur par l'intermédiaire de plusieurs programmes et forums. Les programmes d'information classiques ont été modifiés pour tenir compte du changement des besoins, et de nouveaux moyens de communication ont été mis sur pied pour se conformer aux exigences imposées par des organismes, tant législatifs que réglementaires, et pour répondre aux demandes qui pourraient provenir de groupes spécifiques et des média.

Bien que la Commission ne doive pas comparaître devant un organisme réglementaire pour justifier sa tarification, le Comité permanent de l'énergie de l'Assemblée législative du Nouveau-Brunswick examine ses activités, opérations et résultats lors des audiences annuelles. Ce forum public, devant lequel se sont présentés des autorités et des organismes importants, a été également le point de mire des média. Bien que l'audience tenue par le Comité de l'énergie implique un investissement annuel considérable en termes de ressources humaines, entre autres, ce processus reste un moyen efficace par lequel la Commission rend compte au public de ses responsabilités et de ses résultats.

Les règlements introduits ces dernières années exigent de plus en plus un accès plus facile du public à l'information. Encore une fois, la Commission a fourni des renseignements sollicités en vertu de la Loi sur le droit à l'information qui fut adoptée le 1er janvier 1980 pour constituer un complément et un supplément à la Politique d'information de la Commission du contrôle de l'énergie atomique de 1979. Aussi dans le cadre de ses engagements à donner accès aux renseignements, la Commission a établi à l'entrée de l'édifice de son siège social un centre de référence.

La Commission, de concert avec l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick, a terminé l'élaboration du Plan d'urgence applicable à l'extérieur de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau. De même, des sessions communautaires publiques se sont tenues, et l'enquête auprès de la population a été mise à jour. Un exercice de planification a également eu lieu au mois d'octobre. On a préparé un Guide des mesures d'urgence qu'on va distribuer aux résidents de la région de Pointe-Lepreau au début de l'été de 1982.

Un programme spécial a été organisé au début de 1982 pour permettre au public de se renseigner sur la centrale de Pointe-Lepreau et la visiter. Ainsi, 25 000 personnes ont eu l'occasion de se rendre au site depuis le début des travaux de construction.

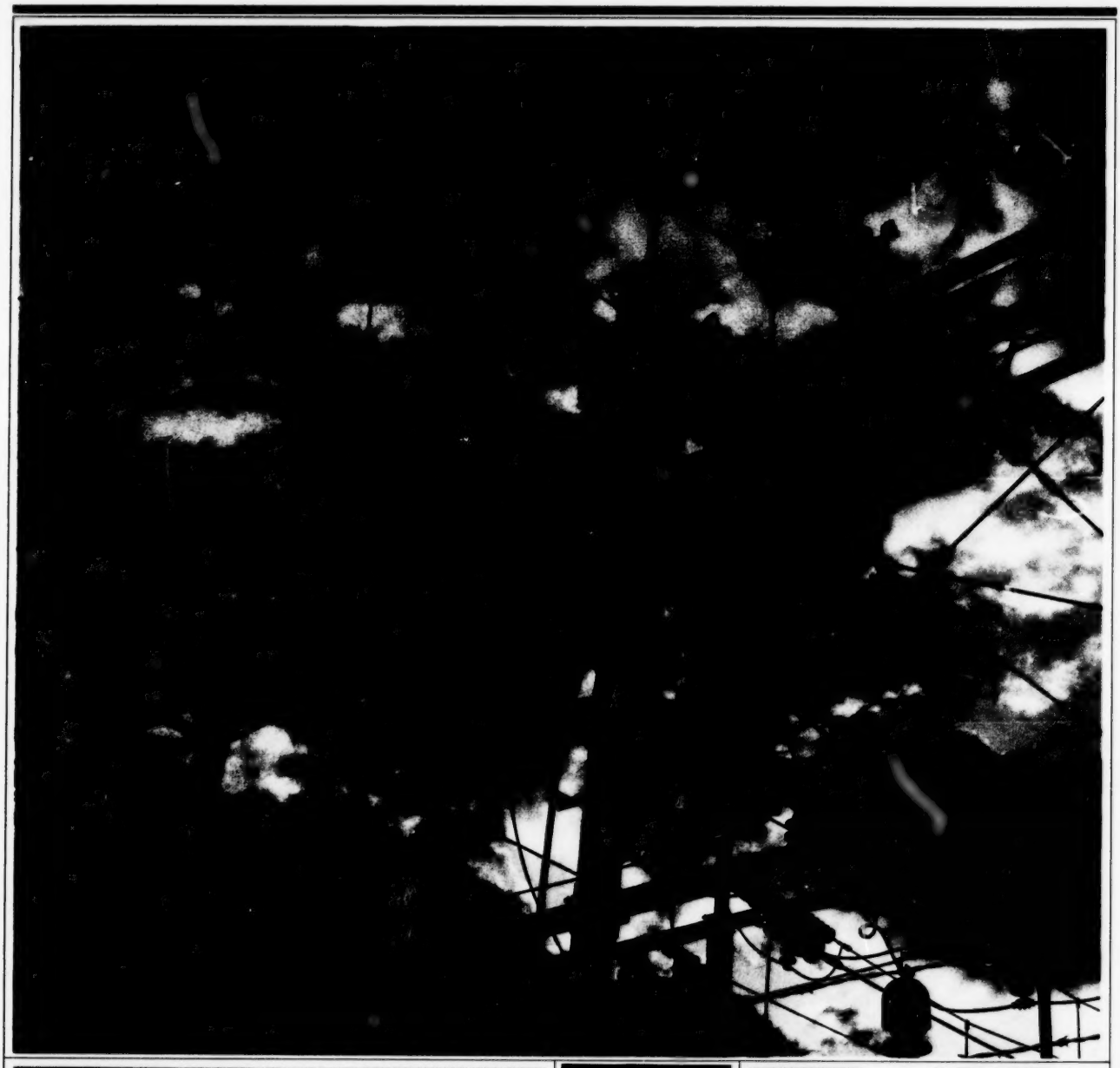
La Commission a élaboré durant l'année des programmes spéciaux où des livrets, annonces, expositions et dépliants ont été utilisés d'une manière utile pour sensibiliser le public aux questions énergétiques, y compris l'utilisation efficace et sécuritaire de l'électricité. Les efforts visant l'intégration de l'enseignement sur des questions énergétiques dans le programme scolaire ont produit un progrès remarquable. Des démonstrations dans les salles de classe utilisant des simulateurs pour souligner quelques dangers associés à l'électricité ont été bien reçues par le système scolaire. De même, la Commission et les éducateurs ont lancé des programmes sur l'énergie pour les incorporer aux programmes d'enseignements.

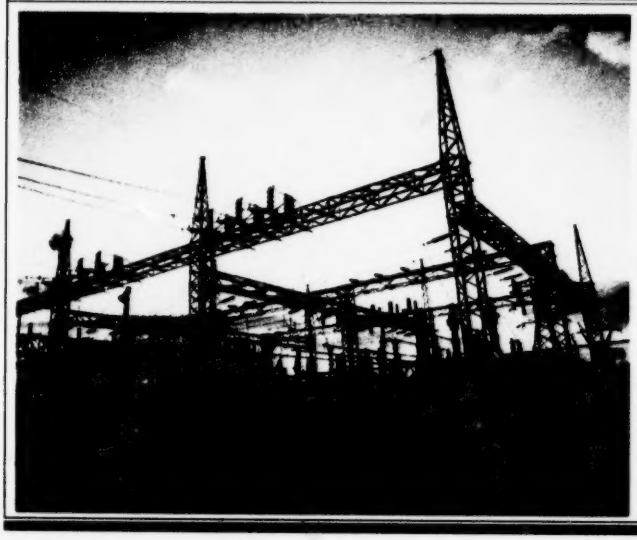
Développement

En novembre 1981, la Commission a comparu devant l'Office national de l'énergie (ONE) en vue d'obtenir dix permis d'exportation de l'énergie aux marchés des États-Unis. En vertu de six permis, la Commission peut continuer à vendre de l'énergie à l'étranger et à fournir les services électriques à des clients américains dans le cadre d'arrangements qui existent depuis plusieurs années entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre. D'autre part, les quatre autres permis ont trait à l'exportation de 335 000 kW de la production totale de 630 000 kW de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau.

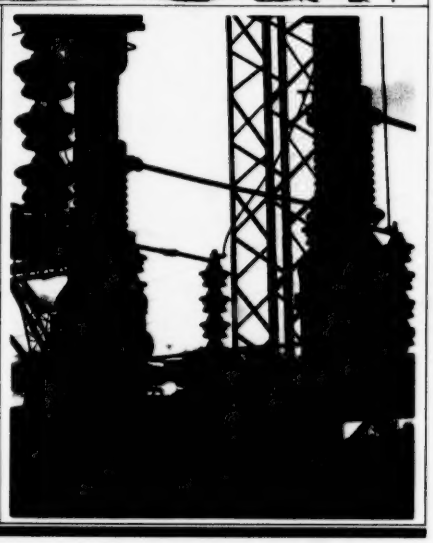
On a conclu cette année des accords de participation avec Boston Edison Company et Eastern Maine Electric Co-operative Inc. En raison de ces accords et de celui qui avait auparavant été conclu avec Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, les ventes d'électricité et d'énergie à effectuer à partir de la centrale de Pointe-Lepreau ont augmenté pour atteindre 205 000 kW. La Commission a également conclu un autre accord semblable avec la Commonwealth Electric Company visant la vente de 25 000 kW d'énergie, sous réserve de l'obtention d'ententes de transport et de l'approbation réglementaire aux États-Unis. Les négociations sont également en cours à l'égard de la vente du reste de la production de la centrale nucléaire, soit 105 000 kW.

Ces accords entrent en vigueur le jour de la mise en service de Pointe-Lepreau et se terminent en 1987 avec faculté de prolongation jusqu'en 1990. Ils ont pour but de diminuer les risques financiers que pourrait subir la Commission pendant les premières années d'exploitation d'une centrale à grosse puissance.





Postes de distribution au Centre de contrôle de l'énergie.



Outre l'approbation des demandes visant l'exportation de la production ne provenant pas de Pointe-Lepreau, l'ONE a, après la fin de l'année financière, approuvé, par une décision qui a établi un précédent, l'exportation de 205 000 kW à être produits par la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau, une exportation pour laquelle les contrats de vente étaient conclus à l'époque des séances de l'ONE. La Commission a déposé auprès de l'Office une soumission lui demandant d'examiner de nouveau sa position concernant l'exportation des autres 130 000 kW.

Le Comité coordonnateur des entreprises d'électricité dans les provinces maritimes, établi en 1980 par les trois premiers ministres de ces provinces, a été actif pendant l'année et a présenté son premier rapport annuel au Conseil des premiers ministres des Maritimes le 8 février 1982. Le rapport traite de l'exploitation et de la planification au niveau régional et du travail de recherche et de développement effectué au cours de l'année par les entreprises d'électricité des trois provinces maritimes.

Les ventes globales d'énergie à l'intérieur de la province étaient un peu plus élevées que celles de l'année dernière. La valeur réelle totale de la production industrielle de la province a diminué de 3 pour cent et cette diminution se reflète dans la baisse de 2.3 pour cent de la quantité d'énergie électrique qui a été consommée par les clients industriels. L'utilisation de l'énergie électrique à des fins non-industrielles a augmenté de 2.2 pour cent par comparaison à celles de l'année fiscale se terminant le 31 mars 1981. Cette croissance modérée continue la tendance qui a commencé depuis cinq ans et qui découle de nombre de facteurs parmi lesquels on compte l'esprit de conservation et un taux inférieur de croissance de la population et de l'économie.

Les programmes de modernisation et d'agrandissement importants qui sont en cours de réalisation à la New Brunswick International Paper Company et à la Consolidated Bathurst Company ajouteront au réseau une demande d'environ 100 000 kW et augmenteront la consommation de l'énergie par le secteur industriel. L'usine de fonte du zinc qui est projetée pour Belledune augmenterait les charges de 60 000 kW. D'autres charges seront ajoutées au réseau de la Commission par l'entrée en exploitation prévue pour l'année financière 1983 des industries de transformation des matières premières et à haute technologie y compris le projet de la Potash Company of America à Sussex et Mitel Corporation qui va être située à Bouctouche.

L'exploitation de la centrale de Pointe-Lepreau et la fin du droit d'achat à une portion de la production de Coleson Cove permettra à la Commission de satisfaire jusqu'au milieu des années 1990 la croissance des charges telle qu'elle est estimée par les prévisions actuelles. Le taux de croissance composé pour les dix prochaines années augmenterait et devrait être de 3.7 pour cent.

Les interconnexions ont joué et joueront un rôle primordial dans l'exploitation rentable du réseau de la Commission et dans la réalisation du programme de remplacement du pétrole. Ainsi, la Commission est en train de chercher à établir une deuxième interconnexion avec Hydro-Québec et étudie sérieusement la possibilité de renforcer l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre qui est déjà en place.

Pendant l'année financière, on a continué à travailler à la seconde étape d'une étude sur les effets techniques et économiques de la conversion au charbon de la centrale de Coleson Cove alimentée à l'heure actuelle au pétrole. Ce projet fait partie du Programme énergétique national, et le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources collabore à sa réalisation en fonction d'un accord de répartition des coûts stipulant que le gouvernement fédéral contribue 75 pour cent du coût total. Le rapport sur les résultats de la seconde étape a été soumis au ministère fédéral et sous réserve de l'assentiment des deux parties intéressées, l'étape finale de l'étude pourrait commencer au début de l'exercice fiscal de 1983.

Concurremment à l'étude sur la conversion de Coleson Cove, la Commission a soumis au ministère provincial de l'Environnement un exposé qui présente une politique traitant d'une stratégie qui vise à diminuer les émissions dans l'atmosphère en provenance des centrales alimentées aux combustibles fossiles. Alors qu'il est reconnu que le problème des pluies acides est une question d'ordre global, la tendance actuelle est de vouloir soumettre chaque nouvelle source de pollution de l'atmosphère à un contrôle réglementaire rigoureux. Et pourtant cette stratégie néglige souvent de considérer des stratégies de rechange qui pourraient être moins coûteuses et plus efficaces à réduire les émissions de gaz acides. La Commission a suggéré un concept global qui pourrait embrasser le réseau entier et qui aborderait l'évaluation des répercussions sur la qualité de l'air de toutes les centrales alimentées aux combustibles fossiles, compte tenu des centrales en fonctionnement ou sur plan. Le ministère de l'Environnement a donné son accord de principe à cette stratégie qui vise à réduire à l'échelon du système les émissions de gaz acides par de moyens qui offrent le meilleur rendement possible.

La Commission a participé activement cette année à tous les aspects du programme de recherche et de développement de l'Association canadienne de l'électricité. Les membres des cadres supérieurs ont contribué leur temps en tant que membres de comités et la Commission a fait une contribution financière à l'ensemble du programme. La Commission s'est aussi efforcée de s'assurer l'appui de la ACE pour des projets de R et D de caractère exceptionnel et a réussi à obtenir des fonds pour des projets sur l'évaluation d'un procédé catalytique pour la désulfurisation des gaz de combustion et sur l'élevage du saumon et de la truite dans les eaux chaudes d'évacuation de la centrale de Grand Lake.

Pendant l'année, la Commission a déposé une demande en bonne forme auprès du Comité du Conseil provincial des ministres sur la distribution du gaz naturel dans laquelle elle s'offrait à distribuer le gaz au Nouveau-Brunswick. La Commission basait sa demande sur des témoignages appuyant ses assertions qu'elle était capable de faire fonctionner un service de distribution du gaz d'une façon plus efficace et à moindre frais que les autres candidats. Peu après la fin de cette année financière, le comité a désigné officiellement Inter-City Gas New Brunswick comme agent pour la distribution du gaz naturel dans la province.

G.W.N. COCKBURN, C.R.
Président

A.J. O'CONNOR
Directeur général

Bilan de la production et des ventes

pour l'année financière terminée le 31 mars 1982

	1982 kilowattheures	1981 kilowattheures	Différence en kilowattheures	% + −
Production				
Hydraulique	**3 246 152 500**	2 802 158 600	+ 443 993 900	+ 15.8
Thermique	**5 036 372 000**	5 777 426 160	− 741 054 160	− 12.8
Diesel	**161 900**	49 000	+ 112 900	+ 230.4
Achats	**4 005 397 250**	3 964 065 495	+ 41 331 755	+ 1.0
Production brute et achats	**12 288 083 650**	12 543 699 255	− 255 615 605	− 2.0
Service des centrales	**482 325 861**	496 464 767	− 14 138 906	− 2.8
Production nette et achats	**11 805 757 789**	12 047 234 488	− 241 476 699	− 2.0
Pertes — transformation et transport	**595 345 209**	524 045 337	+ 71 299 872	+ 13.6
Pertes — % de la production nette et achats	**5.0%**	4.3%		
Total de l'énergie distribuée	**11 210 412 580**	11 523 189 151	− 312 776 571	− 2.7
Ventes				
En bloc	**658 741 280**	639 610 943	+ 19 130 337	+ 3.0
Service industriel	**3 539 995 609**	3 621 974 673	− 81 979 064	− 2.3
Service général	**1 169 144 162**	1 164 968 392	+ 4 175 770	+ 0.4
Service domestique	**2 118 865 019**	2 057 249 633	+ 61 615 386	+ 3.0
kW.h par abonnement domestique	**(10 265)**	(10 077)		
Eclairage des rues	**51 211 520**	50 369 501	+ 842 019	+ 1.7
TOTAL DES VENTES A L'INTÉRIEUR DE LA PROVINCE	**7 537 957 590**	7 534 173 142	+ 3 784 448	+ 0.1
Interconnexions	**3 430 710 000**	3 786 354 600	− 355 644 600	− 9.4
TOTAL GÉNÉRAL DES VENTES	**10 968 667 590**	11 320 527 742	− 351 860 152	− 3.1
Consommation interne	**482 702 178**	496 852 800	− 14 150 622	− 2.8
PERTES TOTALES	**836 713 882**	726 318 713	+ 110 395 169	+ 15.2
PRODUCTION BRUTE ET ACHATS	**12 288 083 650**	12 543 699 255	− 255 615 605	− 2.0

État des statistiques (exploitation et matérielles)

	31 mars 1982	31 mars 1981*	31 mars 1977	31 mars 1974	31 mars 1972
Puissance installée (en kW)	**2 506 576** **	2 526 576	2 140 326	1 151 326	1 050 326
Production brute — Achats — en kW.h	**12 288 083 650**	12 543 699 255	10 675 945 320	8 214 704 599	5 894 230 858
Total de l'énergie distribuée — en kW.h	**11 210 412 580**	11 523 189 151	9 674 483 382	7 526 291 245	5 481 760 526
Revenu global	**$ 514,640,146** ***	$ 453,031,722	$ 199,958,827	$ 94,356,286	$ 68,797,638
Total des dépenses et des affectations	**$ 502,186,714**	$ 449,247,252	$ 190,901,664	$ 91,855,805	$ 68,190,854
Immobilisations, y compris les travaux en cours	**$ 2,511,221,676**	$ 2,344,262,161	$ 1,088,693,318	$ 550,039,208	$ 452,397,516
Actif à court terme	**$ 273,381,451**	$ 154,761,706	$ 179,702,985	$ 40,054,510	$ 21,015,284
Passif à court terme	**$ 221,093,012**	$ 230,849,430	$ 121,138,869	$ 38,851,061	$ 20,159,798
Stocks	**$ 33,621,120**	$ 42,626,242	$ 22,201,798	$ 6,649,480	$ 3,113,785
Montant net de la dette à long terme	**2,190,964,432**	$ 1,961,663,406	$ 953,503,692	$ 415,845,386	$ 340,728,100
Actif du fonds d'amortissement	**$ 122,889,965**	$ 94,797,121	$ 39,035,767	$ 30,578,855	$ 23,466,748
Amortissement accumulé	**$ 303,841,039**	$ 269,119,450	$ 152,365,358	$ 107,707,569	$ 85,889,983
Autre réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise	**$ 214,510,701**	$ 169,462,349	$ 77,675,808	$ 45,247,054	$ 36,220,609
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et amortissement accumulé	**$ 518,351,740**	$ 438,581,799	$ 230,041,166	$ 152,954,623	$ 122,110,592
Total des réserves et des bénéfices — pourcentage des immobilisations	**20.6%**	18.7%	21.1%	27.8%	26.9%
Kilomètres de lignes de transport	**5 714**	5 702	5 160	4 579	4 451
Kilomètres de circuits de distribution	**21 718**	21 168	18 846	17 120	14 430
Nombre d'abonnements domestiques	**206 410**	204 134	183 557	161 818	144 974
Nombre d'abonnements industriels	**1 373**	1 377	1 042	909	801
Nombre d'abonnements généraux	**17 268**	17 088	14 200	12 406	11 786
No d'abonnements à l'éclairage des rues	**2 079**	2 045	1 840	1 688	1 547
Total d'abonnés	**227 130**	224 644	200 639	176 821	159 108

* Redressé

** Déduction faite de la vente de 20 000 kW de puissance à la Maritime Electric (PEI) Ltd.

*** Y compris le bénéfice de $5 024 911 découlant de la vente de droit de participation de 10 pour cent à l'exploitation du groupe 2 de Dalhousie.

Organigramme

La Commission

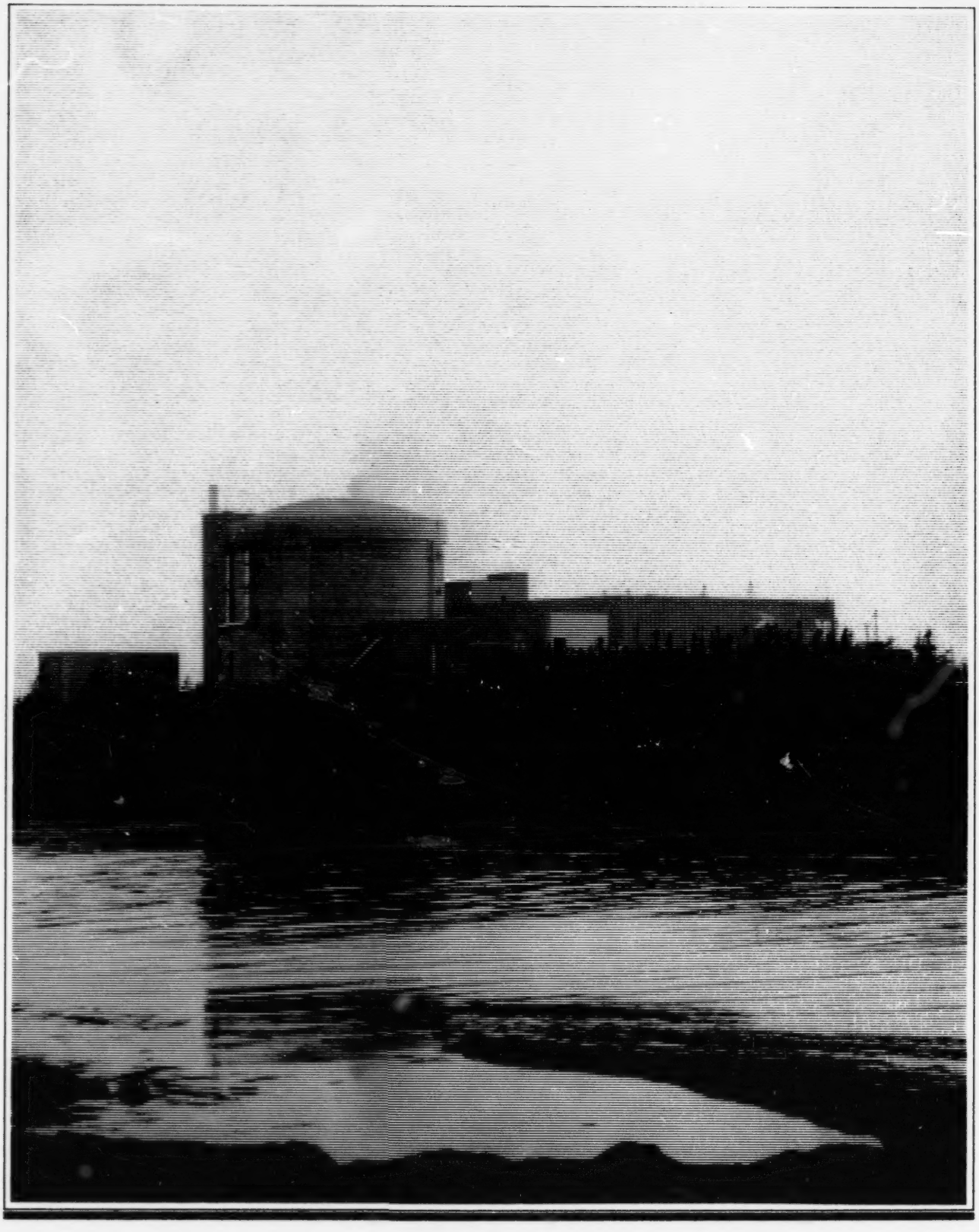
L'hon. G.W.N. Cockburn, c.r.,
président
Louis E. Landry, vice-président
Gaetan Bossé, commissaire
Jean C. Chiasson, commissaire
William K. Cleghorn, commissaire
Peter J. Dykeman, commissaire
Eric C. Garland, commissaire
Harry Williston, commissaire
Donna K. Young, commissaire

Membres de la direction

Arthur J. O'Connor,
directeur général
Frank C. MacLoon,
directeur général adjoint
Exploitation
G. H. Donald Ganong,
directeur général adjoint
Génie et construction
Richard A. Toner,
directeur général adjoint
Administration
Paul S. Creaghan, c.r.,
secrétaire et chef du contentieux
Robert D. Brown,
trésorier
Lloyd M. Totten,
contrôleur
G. Linwood Titus,
directeur—Aménagement
stratégique
Terrence S. Thompson,
directeur—Affaires publiques
Frank H. Ryder,
directeur—Planification
économique générale

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

États financiers



Bilan

au 31 mars 1982

ACTIF

	1982		1981	
Immobilisations				
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement accumulé, et la construction en cours (note 3)		**$2 207 380 637**		$2 075 142 711
Actif à court terme				
Encaisse et placements à court terme	**166 048 562**		35 994 134	
Débiteurs	**73 591 577**		75 947 802	
Matières, fournitures et combustibles, au prix coûtant	**33 621 120**		42 626 242	
Frais payés d'avance	**120 192**		193 528	
		273 381 451		154 761 706
Frais reportés				
Écarts non réalisés sur change, moins les montants amortis (note 4)	**142 035 768**		118 208 482	
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**26 380 981**		20 761 997	
Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à l'expansion des installations	**977 281**		1 006 145	
Autres frais	**175 994**		192 418	
		169 570 024		140 169 042
Fonds détenus à des fins particulières				
Fonds d'assurance		**7 623 382**		7 575 075
		$2 657 955 494		$2 377 648 534

Au nom de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

G.W.N. COCKBURN, C.R., président du conseil

LOUIS E. LANDRY, vice-président du conseil

PASSIF

	1982		1981	
			(redressé) (note 2)	
Dette à long terme (note 5)				
Garantis par la province du Nouveau-Brunswick				
Débentures et billets émis par la Commission		**$1 858 286 922**		$1 596 155 245
Billet à payer à Énergie Atomique du Canada, Limitée		**350 000 000**		350 000 000
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien		**50 074 574**		51 453 103
Emprunt de la province du Nouveau-Brunswick		**2 191 219**		3 294 765
Autre dette à long terme		**7 561 691**		14 127 988
		2 268 114 406		2 015 031 101
Moins les remboursements échéant à moins d'un an		**77 149 974**		53 367 695
		2 190 964 432		1 961 663 406
Passif à court terme				
Dette bancaire (note 6)	**13 333 849**		15 411 893	
Créditeurs et frais courus	**65 099 113**		93 553 963	
Intérêt couru sur les débentures et billets émis par la Commission	**58 786 100**		60 555 800	
Intérêt couru sur l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	**26 741**		34 937	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**77 149 974**		53 367 695	
Retenues sur les contrats en cours	**6 046 884**		7 420 590	
Dépôts pour service	**650 351**		504 552	
		221 093 012		230 849 430
Passif reporté				
Avances des abonnés pour l'aide à la construction	**464 349**		240 349	
Compte de stabilisation des ventes d'économie (note 7)	**30 923 000**		15 433 000	
		31 387 349		15 673 349
Réserves (note 8)		**137 877 991**		105 283 071
Bénéfices conservés dans l'entreprise		**76 632 710**		64 179 278
		$2 657 955 494		$2 377 648 534

État des résultats

de l'exercice terminé le 31 mars 1982

	1982		1981	
			(redressé) (note 2)	
Revenus				
Ventes d'énergie	**$497 778 922**		$444 655 702	
Ventes de vapeur	**6 107 565**		4 289 365	
Autres revenus	**5 728 748**		4 086 655	
		$509 615 235		$453 031 722
Dépenses				
Achats d'énergie	**94 154 795**		78 532 981	
Production d'énergie				
Combustibles	**150 291 428**		138 077 131	
Autres dépenses	**41 388 798**		35 374 839	
Frais d'exploitation, d'entretien, d'administration et frais généraux	**59 002 241**		47 713 441	
Amortissement	**36 814 754**		35 250 835	
		381 652 016		334 949 227
Bénéfice avant les intérêts et le change		**127 963 219**		118 082 495
Intérêt et change	**178 983 092**		187 762 504	
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**2 545 104**		2 007 280	
Amortissement du change non réalisé	**10 179 979**		8 015 928	
	191 708 175		197 785 712	
Déduire				
Revenu des fonds d'amortissement et des autres placements	**28 680 306**		23 761 516	
Intérêts capitalisés	**90 578 091**		96 430 139	
	119 258 397		120 191 655	
		72 449 778		77 594 057
Bénéfice d'exploitation net de l'exercice avant les postes suivants		**55 513 441**		40 488 438
Virement au compte de stabilisation des ventes d'économie (notes 2 et 7)	**15 490 000**		6 233 000	
Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations des débits d'eau (note 8)	**19 594 920**		8 470 968	
		35 084 920		14 703 968
Bénéfice net avant poste extraordinaire		**20 428 521**		25 784 470
Poste extraordinaire — gain à la vente d'une participation de 10% dans le groupe nº 2 de Dalhousie (note 9)		**5 024 911**		—
Bénéfice net de l'exercice		**$ 25 453 432**		$ 25 784 470

État des bénéfices conservés dans l'entreprise

de l'exercice terminé le 31 mars 1982

	1982	1981
		(redressé) (note 2)
Solde déjà établi au début de l'exercice		$69 594 808
Redressement à la suite de la modification de convention comptable (note 2)		9 200 000
Solde redressé au début de l'exercice	**$64 179 278**	60 394 808
Bénéfice net de l'exercice	**25 453 432**	25 784 470
	89 632 710	86 179 278
Virement à la réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques	**13 000 000**	22 000 000
Solde à la fin de l'exercice	**$76 632 710**	$64 179 278

État de l'évolution de la situation financière

de l'exercice terminé le 31 mars 1982

	1982	1981 (redressé) (note 2)
Provenance des fonds		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**$ 25 453 432**	$ 25 784 470
Montants imputés à l'exploitation mais ne requérant pas de sortie de fonds		
Provision pour l'amortissement des bâtiments, de l'outillage et du matériel	**36 814 754**	35 250 835
Amortissement des véhicules	**1 658 075**	1 709 000
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**2 545 104**	2 007 280
Amortissement du change non réalisé	**10 179 979**	8 015 928
Virement au compte de stabilisation des ventes d'économie	**15 490 000**	6 233 000
Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations des débits d'eau	**19 594 920**	8 470 968
Gain à la vente d'une participation de 10% dans le groupe nº 2 de Dalhousie	**(5 024 911)**	—
Frais d'arpentage, de génie et de formation radiés	**28 864**	173 352
	106 740 217	87 644 833
Produit de l'émission de débentures et de billets moins l'escompte et les frais	**275 852 912**	108 331 229
Contributions pour aide à la construction	**675 419**	50 884
Autres emprunts	**—**	1 051 677
Produit de la vente de biens	**19 575 468**	917 918
Diminution des autres frais reportés	**16 424**	—
Diminution du fonds de roulement compte non tenu des changements de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**—**	119 171 104
	$402 860 440	$317 167 645
Utilisation des fonds		
Dépenses en immobilisations	**$185 712 731**	$286 008 144
Rachat de débentures de la Commission (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles)	**33 035 344**	11 200 672
Dépôts dans les fonds d'amortissement	**24 009 097**	18 478 728
Remboursement de l'emprunt de la Commission d'énergie du Nord canadien	**1 378 529**	1 302 887
Autre diminution de la dette à long terme	**6 566 297**	—
Augmentation des frais reportés d'arpentage, de génie et de formation	**—**	143 391
Augmentation des autres frais reportés	**—**	33 823
Augmentation du fonds de roulement compte non tenu des changements de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**152 158 442**	—
	$402 860 440	$317 167 645

Notes complémentaires

31 mars 1982

1. Énoncé des principales conventions comptables

Les états financiers ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus, tels qu'ils sont établis au Canada.

a) Immobilisations — acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût à l'origine des services contractés, la main-d'oeuvre et les matières directes, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits à l'égard de l'énergie produite pendant la période des essais. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

L'intérêt engagé durant la construction est capitalisé mensuellement d'après les coûts d'intérêt des emprunts affectés à la construction des installations.

Les frais de réparation et d'entretien sont imputés aux résultats tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux biens remplacés ou renouvelés, leur coût à l'origine, accru des frais d'enlèvement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement accumulé, est débité ou crédité à l'amortissement dans l'état des résultats.

Les contributions pour aide à la construction, qui incluent les subventions du gouvernement à l'égard de nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées de cette façon. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée probable de service des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement selon la méthode de l'amortissement linéaire à des taux devant amortir le prix coûtant des immobilisations, déduction faite de la valeur prévue de récupération, sur leur durée probable d'utilisation. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions du gouvernement. La durée probable d'utilisation des principales catégories d'immobilisations est la suivante:

Biens	Années
Centrales hydrauliques	68
Centrales thermiques	30
Centrale de production par turbine à gaz	25
Centrale diesel	20
Postes d'arrivée et postes	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Bâtiments	40

b) Stocks

Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

c) Escompte et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes ou primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à l'expansion des installations

Les frais d'arpentage et de génie relatifs aux projets de construction à l'étude sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais ainsi que certains frais de formation sont alors amortis sur les revenus futurs soit directement,

soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux résultats de l'exercice.

e) Opérations de change

Les postes à long terme à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les écarts de change qui proviennent de la conversion à la date de l'opération et de la conversion à la date du bilan sont accumulés dans un compte de change non réalisé qui paraît au bilan sous le poste Frais reportés. Ce compte est amorti sur les résultats sur la durée restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement de projets importants de construction en cours, montants qui sont reportés jusqu'à l'achèvement du projet, date à partir de laquelle ils sont amortis sur la durée restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants.

Les gains ou les pertes sur change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont imputés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Revenus

Les factures aux abonnés des services domestiques et généraux sont envoyées mensuellement de façon cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. La Commission ne comptabilise pas les revenus courus afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière.

g) Frais ou revenus reportés

La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de recouvrer ses frais d'exploitation et son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs, reliés aux conditions hydrauliques et aux ventes d'économie et indépendants de la volonté de la Commission, entraînent des frais ou des revenus supplémentaires imprévisibles. La Commission comptabilise ces frais ou revenus supplémentaires dans un compte de stabilisation des ventes d'économie et par le biais d'un redressement pour la normalisation des conditions hydrauliques.

Compte de stabilisation des ventes d'économie

Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes d'économie aux services publics avoisinants. Le débit ou crédit compensateur est imputé au compte de stabilisation des ventes d'économie. Les montants ainsi reportés sont ajoutés au calcul des revenus nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

Redressement pour la normalisation des conditions hydrauliques

Dans le but de normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations des débits d'eau, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau mensuel moyen d'entreposage d'eau. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies sur une période de 35 ans. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques.

2. Modification de convention comptable — Compte de stabilisation des ventes d'économie

En 1982, la Commission a adopté la convention comptable décrite dans la note 1g) relativement aux ventes d'économie, en vue de refléter dans les comptes l'évolution successive des tarifs causée par des niveaux imprévisibles des ventes d'économie. La Commission est d'avis que l'application rétroactive de la nouvelle convention et le redressement des états financiers d'exercices antérieurs sont pertinents comme ils traduisent la situation économique qui existait au cours de ces exercices.

3. Immobilisations

	1982	1981
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant		
Centrales de production d'énergie	**$ 717 302 740**	$ 725 758 632
Réseau de transport	**124 789 897**	123 714 399
Postes	**159 445 719**	158 701 671
Réseau de distribution	**202 087 601**	189 189 295
Autres propriétés	**9 238 496**	9 247 810
Matériel de communication	**4 242 593**	3 927 318
Véhicules et matériel divers	**22 432 137**	20 426 027
	1 239 539 183	1 230 965 152
Moins les contributions pour aide à la construction	**30 125 034**	29 673 615
	1 209 414 149	1 201 291 537
Moins l'amortissement accumulé	**303 841 039**	269 119 450
	905 573 110	932 172 087
Construction en cours	**1 301 807 527**	1 142 970 624
	$2 207 380 637	$2 075 142 711

4. Écarts non réalisés sur change, moins les montants amortis

	1982	1981
Alignement du change à la date du bilan sur les débentures et les billets émis par la Commission		
Remboursables en francs suisses	**$ 42 398 000**	$ 38 692 000
Remboursables en dollars des États-Unis	**138 410 582**	104 254 768
Alignement du change à la date du bilan sur l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	**687 446**	728 520
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick		
Fonds d'amortissement des débentures et des billets émis par la Commission	**(14 671 518)**	(9 689 796)
Fonds d'amortissement de l'emprunt de la province du Nouveau-Brunswick	**(61 852)**	(44 827)
Prime du change sur les éléments d'actif détenus dans le fonds d'assurance	**(123 382)**	(75 075)
	166 639 276	133 865 590
Moins l'amortissement accumulé	**24 603 508**	15 657 108
	$ 142 035 768	$ 118 208 482

5. Dette à long terme

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	Taux d'intérêt %	1982	1981
Remboursables en dollars canadiens			
1981 15 mai	9	$ —	$ 20 000 000
1985 17 mars	13 ¼	**75 000 000**	75 000 000
1985 15 mai	13 ¾	**75 000 000**	75 000 000
1987 15 mars	5 ½	**2 650 000**	2 650 000
1988 1er novembre	5 ½	**2 000 000**	2 000 000
1989 15 octobre	8 ½	**228 000**	228 000
1990 10 janvier	11 ¼	**50 000 000**	50 000 000
1990 1er août	9	**293 000**	293 000
1991 1er juillet	5 ¾	**5 000 000**	5 000 000
1992 15 mars	5 ½	**7 350 000**	7 350 000
1993 1er novembre	5 ½	**6 000 000**	6 000 000
1994 15 juin	5 ½	**10 000 000**	10 000 000
1994 31 décembre	5 ½	**3 790 000**	3 790 000
1995 1er mai	6 ¼	**15 000 000**	15 000 000
1995 15 mai	10 ⅜	**20 000 000**	20 000 000
1995 15 octobre	5 ¾	**7 500 000**	7 500 000
1996 1er janvier	6	**13 800 000**	13 800 000
1996 1er mars	6	**4 000 000**	4 000 000
1996 1er octobre	6 ½	**6 100 000**	6 100 000
1996 15 novembre	7 ⅞	**20 000 000**	20 000 000
1997 15 octobre	8 ⅜	**20 000 000**	20 000 000
1998 15 novembre	8 ½	**25 000 000**	25 000 000
1999 1er octobre	11	**24 674 000**	24 674 000
1999 31 décembre	5 ½	**8 210 000**	8 210 000
2000 1er mars	10	**50 000 000**	50 000 000
2000 25 août	11 ⅞	**35 000 000**	35 000 000
2003 21 décembre	10 ¼	**75 000 000**	75 000 000
2005 10 janvier	11 ¼	**50 000 000**	50 000 000
		611 595 000	631 595 000
Remboursables en francs suisses			
1985 20 avril (100 000 000 FS)	4 ¼	**60 815 000**	60 815 000
1991 28 septembre (76 000 000 FS)	6	**29 761 600**	31 328 000
1992 30 août (80 000 000 FS)	5 ¼	**36 008 000**	36 008 000
1993 30 mars (100 000 000 FS)	3 ¾	**57 113 000**	57 113 000
Dollars canadiens à la date d'émission		**183 697 600**	185 264 000
Alignement du change à la date du bilan		**42 398 000**	38 692 000
		226 095 600	223 956 000

Échéance	Taux d'intérêt %	1982	1981
Remboursables en dollars des États-Unis			
1983 15 janvier	9	US$ **28 000 000**	US$ 30 000 000
1986 2 janvier	5 ¼	**3 086 000**	4 014 000
1986 1er novembre	5 ¼	**1 645 000**	2 007 000
1987 1er septembre	5 ¼	**2 820 000**	3 302 000
1988 1er octobre	17	**60 000 000**	—
1989 1er mars	16 ¼	**75 000 000**	—
1990 15 avril	5	**9 418 000**	10 058 000
1991 1er mai	5 ½	**10 489 000**	11 056 000
1991 1er mai	15	**100 000 000**	—
1991 15 novembre	6	**17 500 000**	17 500 000
1992 15 octobre	6 ½	**15 000 000**	15 000 000
1993 15 février	6 ⅞	**15 000 000**	15 000 000
1994 1er février	7 ¾	**10 000 000**	10 000 000
1994 1er mars	9 ¾	**65 000 000**	68 000 000
1995 1er octobre	10 ½	**75 000 000**	75 000 000
1997 15 février	9	**100 000 000**	100 000 000
1998 1er avril	7 ⅞	**40 275 000**	41 850 000
2001 1er mai	9 ⅜	**100 000 000**	100 000 000
2004 1er avril	8 ¾	**50 000 000**	50 000 000
2005 15 janvier	10	**75 000 000**	75 000 000
2007 1er août	8 ¾	**75 000 000**	75 000 000
Dollars des États-Unis		**928 233 000**	702 787 000
Prime du change à la date d'émission		CAN$ **75 361 478**	CAN$ 27 025 843
Alignement du change à la date du bilan		**138 410 582**	104 254 768
		1 142 005 060	834 067 611
		1 979 695 660	1 689 618 611
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province du Nouveau-Brunswick			
Valeur comptable		**106 737 220**	83 773 570
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère		**14 671 518**	9 689 796
		121 408 738	93 463 366
		$1 858 286 922	$1 596 155 245
Énergie Atomique du Canada, Limitée			
Billet à payer en 25 annuités égales à 9,7064 % par an, commençant un an après la date de mise en service de la centrale de Pointe-Lepreau ou un an après le 1er avril 1983, selon la première des deux dates. Avant cette date, seul l'intérêt est payable semestriellement, compte tenu d'une réduction proportionnelle relative au rendement net des installations, jusqu'à la date de mise en service ou jusqu'en octobre 1982, selon la première des deux dates.		**$350 000 000**	$350 000 000

	1982	1981
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien		
Remboursables en annuités à des taux variant entre 4 ½ % et 8 ½ % jusqu'en 2011	**$ 50 074 574**	$ 51 453 103
Emprunt de la province du Nouveau-Brunswick		
Pour lequel la province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission (remboursables en dollars des États-Unis)	**US$ 2 985 000**	US$ 3 900 000
Alignement du change à la date du bilan	**CAN$ 687 446**	CAN$ 728 520
	$ 3 672 446	$ 4 628 520
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu par la province relativement à ces débentures		
Valeur comptable	**1 419 375**	1 288 928
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère	**61 852**	44 827
	1 481 227	1 333 755
	$ 2 191 219	$ 3 294 765
Autre dette à long terme		
Cité de Campbellton — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable, ainsi que l'intérêt à 9 ¼ % par année, en annuités égales jusqu'en 1993	**$ 1 142 981**	$ 1 201 788
Gouvernement du Canada — relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, ainsi que l'intérêt à des taux variant entre 9 ¼ % et 9 ⅝ % par année, 50 % le 1er avril 1981 et le reste en annuités égales jusqu'en 2011	**6 418 710**	12 926 200
	$ 7 561 691	$14 127 988

Remboursements de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faites des fonds d'amortissement disponibles) et les exigences relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au **31 mars 1982** viennent à échéance de la façon suivante pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1987:

	Dollars canadiens	Dollars des États-Unis	Francs suisses
Exercice se terminant le 31 mars 1983	$ 6 208 659	$50 951 000	13 000 000 FS
Exercice se terminant le 31 mars 1984	11 523 331	26 430 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1985	86 985 951	27 594 000	13 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1986	89 490 138	27 772 000	113 000 000
Exercice se terminant le 31 mars 1987	16 094 731	26 819 000	13 000 000

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les placements des fonds d'amortissement sont comptabilisés au prix coûtant et les revenus sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission investies dans les fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débentures de la Commission comportant des clauses de rachat annuel aux fins des fonds d'amortissement prévoient que la Commission peut satisfaire à ses obligations en achetant des débentures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment, à un prix ne dépassant pas 100 % du principal des débentures. Les débentures ainsi affectées pour respecter les exigences des fonds d'amortissement sont annulées avec avis du ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou perte provenant d'une telle opération est imputé aux résultats.

6. Marge de crédit à court terme

La Commission dispose de marges de crédit bancaire garanties par la province du Nouveau-Brunswick lui permettant de faire des emprunts à court terme totalisant $130 000 000. Au **31 mars 1982,** ces emprunts à court terme s'élevaient à **$1 575 000** et sont inscrits au bilan, ainsi que les chèques en circulation, sous le poste Dette bancaire.

7. Compte de stabilisation des ventes d'économie

	1982	1981
		(redressé) (note 2)
Solde au début de l'exercice	**$ 15 433 000**	$ 9 200 000
Excédent des bénéfices réels sur les bénéfices prévus découlant des ventes d'économie de l'exercice	**21 657 000**	9 300 000
	37 090 000	18 500 000
Moins le montant amorti	**6 167 000**	3 067 000
Solde à la fin de l'exercice	**$ 30 923 000**	$ 15 433 000

8. Réserves

	1982	1981
Normalisation des conditions hydrauliques	**$130 377 991**	$ 97 783 071
Assurance	**7 500 000**	7 500 000
	$137 877 991	$105 283 071

Réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques

Outre le redressement annuel des coûts de production dont il est question à la note 1g), la Commission augmente annuellement la réserve, ainsi qu'elle le juge utile, par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à **$101 000 000** au **31 mars 1982** ($88 000 000 en 1981).

Réserve pour assurance

Cette réserve a été constituée par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise et sert de fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue de compagnies d'assurance.

9. Poste extraordinaire

Au cours de l'exercice terminé le **31 mars 1982**, la Commission a parachevé un accord visant la vente d'une participation de 10 % dans l'exploitation du groupe nº 2 de Dalhousie à Maritime Electric (P.E.I.) Limited, filiale en propriété exclusive de Maritime Electric Company Limited de l'Île-du-Prince-Édouard. La Commission a réalisé un gain de **$5 024 911** sur le produit de la vente de **$19 268 426.** La Commission continue d'exploiter la centrale et reçoit en contrepartie des honoraires calculés en fonction de la valeur de la participation de Maritime Electric et recouvre les frais d'exploitation et d'entretien relatifs à cette participation. En vertu d'un autre accord, les installations de transport de la Commission lui rapportent également des revenus.

10. Engagements

La Commission construit, à Pointe-Lepreau, une centrale nucléaire d'une capacité de production nette de 630 000 kilowatts, qui est actuellement soumise à des essais en attendant de recevoir le permis de l'administration fédérale. Au **31 mars1982** et au 31 mars 1981, les dépenses à l'égard de cette centrale se sont chiffrées à **$1 285 111 746** et à **$1 126 776 331** respectivement. Conformément aux conventions comptables de la Commission, l'intérêt durant la construction sera imputé à la construction en cours jusqu'à ce que débute l'exploitation de la centrale qui est prévue pour la fin de 1982. En outre, le projet bénéficiera des crédits à l'égard de l'énergie produite pendant la période des essais. Pour l'exercice se terminant le 31 mars 1983, on prévoit engager des dépenses d'environ **$146 948 000** à l'égard de tous les projets d'immobilisations.

11. Passif éventuel

Afin de s'assurer une provision suffisante de charbon, la Commission a garanti les paiements de N.B. Coal Limited, société d'État contrôlée et détenue par la province, en vertu d'un engagement de prêt et d'un contrat de location d'une grue à benne traînante utilisée dans les mines de charbon. Les paiements maximums éventuels sur une période de 18 ans totaliseront **$33 500 000**. En retour, la Commission a droit à toute la production de charbon au prix coûtant ainsi qu'à une cession de la grue à benne traînante et à des droits miniers correspondants dans le cas où N.B. Coal Limited manquerait aux engagements stipulés dans le contrat de location.

12. Ventes d'énergie

Les ventes d'énergie comprennent des ventes de **$113 416 700** ($115 106 292 en 1981) à des entreprises de services publics aux États-Unis.

La valeur de ces ventes inclut des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Commission.

La Commission a conclu des accords, approuvés par l'Office national de l'énergie, avec des entreprises de services publics liées aux États-Unis à l'égard de la vente de 205 000 kilowatts d'électricité et d'énergie de la centrale de Pointe-Lepreau, qui commencera dès la date de mise en service. Ces accords prévoient que les entreprises de services publics payeront, dans tous les cas, leur quote-part du capital, des frais d'exploitation et d'entretien ainsi que des autres frais fixes engagés par la centrale de Pointe-Lepreau de la date de mise en service jusqu'en 1987, avec faculté de prolongation jusqu'en 1990 en faveur des acheteurs.

La Commission a également conclu un accord similaire avec une autre entreprise de services publics aux États-Unis visant la vente de 25 000 kilowatts d'énergie, sous réserve de l'obtention d'ententes de transport et de l'approbation réglementaire aux États-Unis ainsi que de l'approbation de l'Office national de l'énergie.

13. Chiffres correspondants

Au **31 mars 1982**, la Commission devait $2 000 000 à un consortium d'entreprises de services publics aux États-Unis car le groupe New England Power Exchange a fourni des données inexactes sur la facturation au cours de l'exercice terminé le 31 mars 1981. Cet arrangement avec le groupe New England Power Exchange assure quand même à la Commission une marge de bénéfice net sur toutes les opérations survenues au cours de la période en cause. Les chiffres correspondants des postes Ventes d'énergie et Créditeurs et frais courus ont été redressés pour tenir compte de la dette et de son incidence sur l'exploitation de la période comptable visée. Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 mars 1981 demeure inchangé en raison de la constitution du compte de stabilisation des ventes d'économie.

Certains autres chiffres correspondants ont été redressées pour refléter la présentation adoptée dans les états financiers de l'exercice terminé **le 31 mars 1982.**

Rapport des vérificateurs

Touche Ross & Cie

L'honorable Richard B. Hatfield,
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick,
Fredericton, (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1982 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1982 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent, après répercussion rétroactive de l'adoption de la méthode de comptabilisation des ventes d'économie dont il est question à la note 2 des états financiers et sur laquelle nous sommes d'accord.

Touche Ross & Cie

Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
le 24 juin 1982

191 RUE PROSPECT OUEST - SUITE 306
FREDERICTON, NOUVEAU-BRUNSWICK E3B 2T7 - TÉLÉPHONE (506) 455-0340

Québec
Nouvelle-Écosse

Interconnexions

La Commission a aménagé au cours de la dernière vingtaine d'années un ensemble d'interconnexions qui la lient aux entreprises d'électricité de l'Est du Canada et des États-Unis. Chacune de ces interconnexions a contribué à assurer à notre clientèle un approvisionnement stable et a également permis à la Commission d'acheter d'une manière économique de l'énergie hydro-électrique et de vendre à profit le surplus d'énergie. En plus, les interconnexions permettent à la Commission de partager avec les autres entreprises les risques qui normalement accompagnent l'exploitation initiale d'une grande centrale comme celle de Pointe-Lepreau par l'intermédiaire d'accords de vente, pendant une période déterminée, d'une portion de la production de la centrale.

Dans les dernières années, le lien avec Hydro-Québec a permis à la Commission d'acheter jusqu'à 40 pour cent du volume total de l'énergie consommée par notre clientèle et ce à des coûts inférieurs à ceux de la production dans la province. Un second lien d'interconnexion sera établi avec le réseau d'Hydro-Québec et ceci doublera le potentiel d'échange entre les deux réseaux. La Commission est aussi liée par des interconnexions aux entreprises de la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle Angleterre.

Données des Centrales

	Nombre de groupes	Puissance installée (en kW)
HYDRO-ÉLECTRIQUES		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand-Sault	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
TOTAL — HYDRO	23	811 900
THERMIQUES		
Coleson Cove (Mazout)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Mazout)	4	263 365
Dalhousie (Mazout/Charbon)	2	280 000
Grand Lake 2 (Charbon)	4	85 000
Chatham (Charbon/Mazout)	2	32 500
TOTAL — THERMIQUE	15	1 665 865
TURBINE À GAZ		
Moncton	1	25 000
TOTAL—TURBINE À GAZ	1	25 000
DIESEL		
Grand Manan	5	3 811
TOTAL — DIESEL	5	3 811
TOTAL GÉNÉRAL	44	2 506 576

Données sur les lignes de transport

(tension/distance des lignes en service)

345 kV	577 km
230 kV	523 km
138 kV	1 856 km
69 kV	2 758 km

POOR

QUALITY

ORIGINAL